

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Participação de redes HVDC nos serviços de Regulação de Frequência

José Miguel Rodrigues Gouveia

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Dr Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

26 de Fevereiro de 2015

A Dissertação intitulada

“Participação de Redes HVDC nos Serviços de Regulação de Frequência”

foi aprovada em provas realizadas em 13-02-2015

o júri

Maria Helena Vasconcelos

Presidente Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Pedro José Franco Marques

Professor Doutor Pedro José Franco Marques
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Escola
Superior de Tecnologia do Instituto Politécnico de Leiria

Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

José Miguel Rodrigues Gouveia

Autor - José Miguel Rodrigues Gouveia

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Nos últimos anos tem-se vindo a assistir a uma forte integração da energia eólica com o objetivo de se atingir as metas propostas pela União Europeia (UE) e assim se caminhar progressivamente para um desenvolvimento sustentável. No entanto, para se atingir essas metas torna-se necessário recorrer a parques eólicos *offshore* (no mar). Consequentemente, para a transmissão de grandes quantidades de energia a longas distâncias torna-se viável a adoção de ligações em corrente contínua de alta tensão (CCAT), adotando-se conversores fonte de tensão. Recentemente tem-se vindo a desenvolver o conceito de rede Multi-Terminal, isto é, a utilização de redes em corrente contínua não só para a interligação de parques eólicos no mar mas também para a interligação de diferentes áreas de corrente alternada continentais, de modo a se aumentar a fiabilidade e a flexibilidade de operação, permitindo uma maior integração de energia renovável.

A integração de energia eólica em larga escala poderá trazer problemas ao nível da estabilidade do sistema elétrico de energia devido à sua imprevisibilidade. Com o objetivo de se garantir a segurança na operação do sistema foram criados códigos de rede de modo a se definir uma estrutura comum de requisitos para ligação à rede. Estes códigos obrigam os parques eólicos a cumprir determinados requisitos, nomeadamente serviços de regulação de frequência.

O principal objetivo desta dissertação consistiu em desenvolver e avaliar estratégias de controlo para permitir o fornecimento de serviços de regulação de frequência às redes AC continentais por parte dos parques eólicos *offshore*, nomeadamente regulação primária de frequência e emulação de inércia.

Abstract

In recent years there has been witnessing a strong integration of wind energy in order to achieve the goals proposed by the European Union (UE) and thus gradually walk for sustainable development. However, to achieve these goals becomes necessary to resort to offshore wind farms (in the sea). Consequently, for the transmission of large amounts of power over long distances becomes feasible to adopt connections in High voltage direct current (HVDC), adopting voltage source converters. Recently there has been developed the concept of multi-terminal network, i.e. the use of direct current network not only for interconnecting offshore wind farms but also for the interconnection of different AC areas, in order to increase the reliability and flexibility of operation, allowing greater integration of renewable energy.

The wind power large-scale integration can bring problems with the stability of the electric power system due to its unpredictability. In order to ensure the safe operation of the system were created network codes to define a common framework of requirements for grid connection. These codes require the wind farms to meet certain requirements, including frequency regulation services.

The main objective of this thesis was to develop and evaluate control strategies to enable the provision of frequency regulation services to continental AC networks by offshore wind farms, in particular primary frequency regulation and inertia emulation.

Agradecimentos

Em primeiro lugar queria agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira por toda a disponibilidade e apoio prestado, pelo encorajamento e confiança dada, assim como por todo o tempo e paciência para o esclarecimento de todas as dúvidas que foram surgindo ao longo deste trabalho.

Queria agradecer a todos os meus amigos e colegas de curso que me acompanharam ao longo deste percurso, em especial ao Rui Pinto, por todo o tempo, paciência e auxílio prestado.

Um muito obrigado à minha maravilhosa namorada, Andreia Dias, por todo o seu amor, por me acompanhar em todos os momentos, por todo o seu apoio e carinho que tanto me ajudaram ao longo deste período.

Por fim, mas não menos importante, um muito obrigado à minha mãe, ao meu pai e ao meu irmão por todo o apoio que me deram ao longo do curso, e porque sem eles eu não era o que sou hoje.

Apesar de já não estares cá, tu que tanto me querias ver a acabar o curso, levo-te para sempre no meu coração! Meu companheiro, Meu amigo, Meu Avô.

José Gouveia

“Tudo parece impossível até que seja feito”

Nelson Mandela

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento Geral	1
1.2	Objetivos da Dissertação	4
1.3	Estrutura da Dissertação	4
2	Estado da Arte	7
2.1	Introdução	7
2.2	Energia Eólica	7
2.2.1	Turbinas Eólicas	12
2.3	Produção Eólica Offshore	15
2.3.1	Sistemas em Corrente Contínua	15
2.3.2	Transmissão Multi-Terminal em Corrente Contínua	16
2.4	Tecnologias HVDC	17
2.4.1	Conversores LCC	18
2.4.2	Conversores VSC	19
2.5	Conclusão	26
3	Modelização do Sistema	29
3.1	Introdução	29
3.2	Rede AC Continental	29
3.2.1	Gerador Síncrono	29
3.2.2	Regulador de Velocidade	31
3.2.3	Regulador de Tensão	32
3.3	Rede DC	33
3.3.1	Rede de Corrente Contínua	33
3.3.2	Estações de Conversão de Energia <i>Onshore</i> e <i>Offshore</i>	34
3.4	Parques Eólicos	37
3.5	Métodos de Controlo da Rede MTDC	38
3.6	Conclusão	39
4	Esquemas de Controlo de Frequência para a rede MTDC	41
4.1	Introdução	41
4.2	Estratégias de Controlo de redes MTDC para fornecimento de Regulação Primária de Frequência	41
4.2.1	Conversor HVDC-VSC <i>Onshore</i>	42
4.2.2	Conversor HVDC-VSC <i>Offshore</i>	43
4.3	Conclusão	44

5	Avaliação dos Resultados	45
5.1	Introdução	45
5.2	Caso de Estudo	45
5.3	Comportamento da Rede MTDC relativamente a Perturbações de Frequência na Rede AC Continental	46
5.3.1	Avaliação dos métodos de controlo ao nível do conversor <i>onshore</i>	48
5.3.2	Avaliação dos métodos de controlo ao nível do conversor <i>offshore</i>	52
6	Conclusões e Trabalho Futuro	65
6.1	Conclusões	65
6.2	Perspetivas Futuras	66
A	Parâmetros da Rede MTDC	67
	Referências	69

Lista de Figuras

1.1	Percentagem de componentes renováveis na produção de eletricidade na União Europeia	2
2.1	Capacidade de energia eólica instalada no mundo entre 1996 e 2012	8
2.2	Evolução das turbinas eólicas	8
2.3	Controlo de potência ativa no caso de uma <i>deadband</i> nula	10
2.4	Limite inferior de tensão durante e após uma falha	11
2.5	Esquema de Gerador de Velocidade Fixa	13
2.6	Esquema de Gerador de Velocidade Variável	14
2.7	Esquema de Gerador Síncrono de Velocidade Variável	15
2.8	Topologia HVDC ponto-a-ponto	17
2.9	Tipologias de redes MTDC	18
2.10	Tipos de conversor VSC	20
2.11	Malha de controlo VSC onshore	21
2.12	Malha de controlo VSC offshore	22
2.13	Curva de potência de aerogerador com margem de reserva	24
3.1	Esquema do Regulador de Velocidade do Gerador Síncrono	32
3.2	Esquema do Regulador de Tensão da Máquina Síncrona	32
3.3	Modelo em π da linha de transmissão	33
3.4	Modelo equivalente da linha de transmissão	33
3.5	Esquema do conversor <i>onshore</i> implementado no MatLab <i>Simulink</i>	35
3.6	Esquema do conversor <i>offshore</i> em diagrama de blocos	35
3.7	Esquema do conversor <i>offshore</i> em diagrama de blocos visto do lado AC	36
3.8	Esquema do conversor <i>offshore</i> em diagrama de blocos visto do lado DC	36
3.9	Diagrama em blocos do parque eólico	37
4.1	Relação entre frequência e potência ativa	42
5.1	Esquema da rede teste	46
5.2	Esquema da rede AC continental	46
5.3	Diagrama referente aos casos considerados para a avaliação dos métodos de controlo de frequência	47
5.4	Frequência das redes continentais - análise 1	49
5.5	Potência injetada pela rede MTDC nas redes continentais - análise 1	50
5.6	Tensão no terminal <i>onshore</i> #2 da rede MTDC - análise 1	51
5.7	Análises efetuadas em relação ao <i>droop</i> frequência-potência ativa no conversor <i>onshore</i>	51
5.8	Frequência das redes continentais - análise 2	53

5.9	Potência injetada pela rede MTDC nas redes continentais - análise 2	54
5.10	Tensão no terminal <i>onshore</i> #2 da rede MTDC - análise 2	55
5.11	Potência injetada pela rede MTDC nas redes continentais - análise 3	56
5.12	Frequência das redes continentais - análise 3	57
5.13	Tensão da rede MTDC no terminal #2 <i>onshore</i> - análise 3	58
5.14	Potência injetada pelo parque eólico #1 - análise 4	59
5.15	Frequência das redes continentais - análise 4	60
5.16	Potência injetada nas redes continentais pela rede MTDC - análise 4	61
5.17	Tensão da rede MTDC no terminal #2 <i>onshore</i> para os casos A e B - análise 4 . .	62
5.18	Potência injetada pelo parque eólico #1 - análise 5	62
5.19	Potência injetada pela rede MTDC na área continental #2 - análise 5	63
5.20	Frequência da rede continental #2 - análise 5	63
5.21	Tensão da rede MTDC no terminal #2 <i>onshore</i> - análise 5	64

Lista de Tabelas

2.1	Períodos de tempo durante os quais os geradores deverão ser capazes de se manterem conectados à rede para diferentes desvios de frequência	10
2.2	Parâmetros para a figura 2.3	11
2.3	Valores dos parâmetros da figura 2.4 para unidades de geração do tipo D	12
2.4	Períodos de tempo durante os quais as unidades de geração <i>offshore</i> deverão ser capazes de se manterem conectadas à rede para diferentes gamas de tensão	12
A.1	Parâmetros do gerador síncrono	67
A.2	Parâmetros do regulador de velocidade	67
A.3	Parâmetros da rede DC	68
A.4	Parâmetros dos conversores HVDC	68

Abreviaturas e Símbolos

AC	<i>Alternating Current</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Doubly-fed Induction Generators</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
FSIG	<i>Fixed Speed Induction Generator</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LCC	<i>Line Commuted Converter</i>
MTDC	<i>Multi-Terminal DC</i>
PE	<i>Produção Eólica</i>
SER	<i>Sistemas de Energia Renovável</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UE	<i>União Europeia</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento Geral

Historicamente a produção de energia elétrica é feita com recurso a fontes de energia não renováveis (tais como o carvão, petróleo e gás natural) assim como à energia hídrica e nuclear. No entanto, nas últimas décadas tem havido uma crescente preocupação relacionada com o esgotamento de recursos fósseis e também em torno de questões ambientais, uma vez que os recursos fósseis são extremamente poluentes. Assim sendo, se não forem tomadas medidas no sentido de abandonar progressivamente a produção de energia através destes recursos, as alterações climáticas podem ser catastróficas durante este século. Surge assim a necessidade de se apostar noutras alternativas para a produção de energia elétrica, as chamadas fontes de energia renováveis, de modo a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, garantindo um desenvolvimento sustentável.

Desta forma, a Comissão Europeia em 2008 propôs metas para em 2020 se reduzir em 20% a emissão dos gases com efeito de estufa em relação aos níveis apresentados em 1990 e ainda aumentar a cota de produção através de energias renováveis igualmente em 20%, tendo ainda estes valores vindo a ser alvo de estudo no sentido de serem aumentados para 30% [1]. Assim, tem-se vindo a observar uma forte integração das energias renováveis nos últimos anos, como se pode verificar pela mais recente estatística do Conselho Europeu de Energias Renováveis (ver figura 1.1).

Uma parte significativa da produção renovável é feita com recurso à energia eólica, tomando este recurso cada vez maior importância, tendo-se verificado nos últimos anos uma forte integração de parques eólicos. De modo a que a energia eólica consiga suprir parte significativa do consumo energético no futuro, torna-se necessário a adoção de parques eólicos *offshore*.

Para além da maioria dos locais com melhores recursos eólicos terem sido já explorados em terra, a implementação de parques eólicos *offshore* deve-se também à maior quantidade do recurso e também à "qualidade superior" do vento, para além ainda da oposição pública contra a implementação de novos parques eólicos *onshore* devido a fatores estéticos [2].

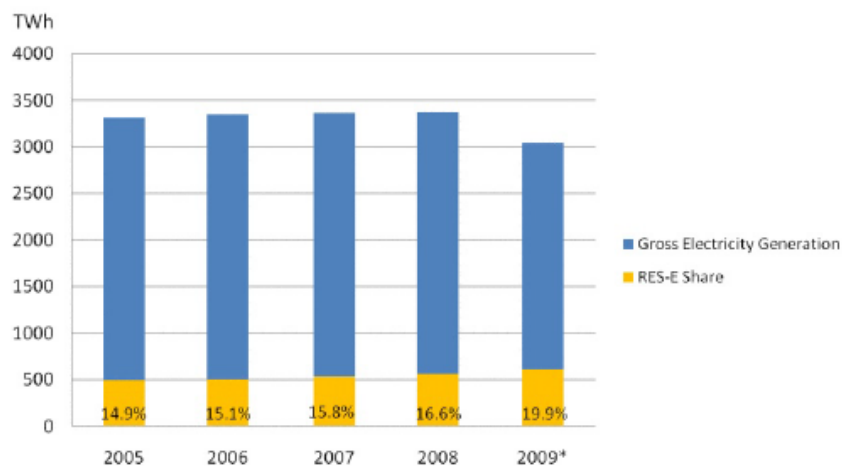


Figura 1.1: Percentagem de componentes renováveis na produção de eletricidade na União Europeia [3]

Os parques eólicos *offshore* têm um enorme potencial, e de acordo com a Associação Europeia de Energia Eólica é previsto que na Europa haja um aumento da capacidade *offshore* instalada de 2 GW em 2012 para 40 GW em 2020, e ainda para 150 GW em 2030, sendo este um objetivo bastante ambicioso [4].

Em Portugal foi implementado um projeto pioneiro de um aerogerador *offshore* ao largo da Povoia de Varzim de 2 MW de potência, recorrendo-se a uma estrutura flutuante devido à profundidade da costa Portuguesa.

Com efeito, a introdução de grandes quantidades de geração *offshore* trás novos desafios técnicos, nomeadamente a implicação de avultados investimentos no sistema de transmissão para parques eólicos a longas distâncias da costa.

Inicialmente foram implementados parques eólicos *offshore* de baixa potência e a pequenas distâncias da costa, onde foram implementados sistemas de transmissão de Alta Tensão em Corrente Alternada (HVAC - *High Voltage Alternating Current*). No entanto, como a ligação dos parques eólicos *offshore* à rede continental é feita em cabo, para longas distâncias e em sistemas de corrente alternada observa-se um aumento considerável de potência reativa capacitiva no cabo, causando consequentemente um valor mais elevado de perdas ativas e ainda dificuldades acrescidas no controlo de tensão, limitando a capacidade de transporte de potência ativa [5].

Embora esta seja ainda a tecnologia mais usada atualmente, os sistemas de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC - *High Voltage Direct Current*) apresentam-se como a única tecnologia capaz de lidar com o transporte de grandes quantidades de potência.

Deste modo, a tecnologia HVDC é adotada para uma vasta gama de aplicações que não podem ser implementadas através da tecnologia HVAC. Assim, através da ligação em HVDC é possível fazer a conexão entre duas áreas não síncronas com diferentes frequências, como também fazer o transporte de grandes quantidades de potência para áreas de consumo, como é o caso de Itaipu no

Brasil, onde é conectada uma central hidroelétrica ao centro de consumo em Ibiuna, transportando-se cerca de 6300 MW [6], sendo ainda possível fazer a conexão de redes continentais com parques eólicos *offshore* e ilhas.

Existem duas tecnologias principais para a transmissão em HVDC. Inicialmente surgiram os conversores HVDC-LCC (*Line Commutated Converter*), baseados em válvulas de tiristores. No entanto, esta solução necessita grandes estações de conversores, devido à necessidade de compensação de potência reativa assim como à necessidade de filtros de grandes dimensões. Mais recentemente surgiram os conversores HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*), com conversores baseados em IGBT's (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*), permitindo o controlo independente de potência ativa e reativa, aumentando a estabilidade no sistema [7]. Apesar dos conversores HVDC-LCC serem uma solução limitada do ponto de vista da ligação de parques eólicos *offshore* em relação aos conversores HVDC-VSC, são a única solução para a transmissão de grandes quantidades de potência.

Inicialmente foram implementadas redes HVDC ponto-a-ponto, no entanto este tipo de redes apresentam grandes desvantagem, nomeadamente de flexibilidade e fiabilidade da rede. Assim, surgiu a ligação Multi-Terminal DC (MTDC), consistindo numa solução mais flexível para a previsível integração de grandes quantidades de potência *offshore* no futuro [8].

No entanto, a integração de grandes potências de energia eólica *offshore* irá levar à substituição das centrais convencionais, reduzindo-se assim a capacidade de regulação de tensão e frequência na rede continental, obtendo-se por conseguinte uma menor segurança no controlo da rede.

Desta forma, a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) definiu códigos de rede, isto é, regras comuns para o mercado interno de eletricidade, com o objetivo de fornecer e gerir o acesso efetivo e transparente às redes de transmissão além fronteiras, de modo a se assegurar o planeamento futuro e uma sólida evolução do sistema de transmissão. Assim, as unidades de geração de energia, tanto síncronas como assíncronas, são obrigadas a cumprir certos requisitos técnicos definidos pelos códigos de rede, sendo considerados como um pré-requisito para a ligação à rede, no que concerne à segurança do sistema. Com a introdução destes requisitos pretende-se também contribuir para a não discriminação, concorrência efetiva e para o funcionamento eficiente do mercado interno de eletricidade.

Prevendo-se assim que no futuro as redes HVDC tenham um papel fundamental na integração de grandes quantidades de potência eólica, é necessário encontrar mecanismos de controlo que permitam aos parques eólicos *offshore* fornecer os serviços requeridos por parte do operador de rede, de igual forma ao que é feito pelos parques eólicos *onshore*, uma vez que quando se faz a ligação de um parque eólico *offshore* através de corrente contínua, este fica desacoplado da rede continental em termos de tensão e frequência, não sendo capaz de sentir as suas perturbações e assim fornecer uma resposta adequada.

1.2 Objetivos da Dissertação

A primeira fase deste trabalho consistiu em identificar e perceber os principais problemas associados à ligação de parques eólicos *offshore* através de redes em corrente contínua, tendo sido feita uma pesquisa bibliográfica para isso.

A segunda fase consistiu em desenvolver através do MatLab *Simulink* uma plataforma de simulação com o objetivo de avaliar o comportamento de uma rede MTDC com produção eólica *offshore*.

A terceira e última fase passou por desenvolver e implementar métodos de controlo para a rede MTDC, de forma a que esta em conjunto com o parque eólico *offshore* fossem capazes de fornecer serviços de regulação de frequência, nomeadamente regulação primária de frequência e emulação de inércia, com o objetivo de serem capazes de auxiliar as redes continentais aquando da ocorrência de perturbações de frequência. Pretende-se assim que os parques eólicos *offshore*, conforme exigido pelos códigos de rede, sejam capazes de injetar potência adicional através da criação de margens de reserva assim como as redes MTDC sejam capazes de ir buscar potência a outras áreas continentais após a ocorrência de uma queda de frequência numa rede continental.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos conforme é apresentado em seguida:

No capítulo 1 é feita uma introdução geral ao tópico abordado neste trabalho, assim como são apresentados os principais objetivos.

No capítulo 2 tem por objetivo apresentar um resumo dos trabalhos desenvolvidos em temas relevantes para o desenvolvimento deste trabalho. Adicionalmente, serão apresentados os principais fatores que levaram ao desenvolvimento das redes MTDC para a conexão de parques eólicos *offshore* assim como os seus principais desafios.

No capítulo 3 é apresentado o modelo desenvolvido para a simulação, tendo sido apresentada uma modelização matemática para todos os seus componentes (turbinas eólicas, conversores eletrónicos de potência, rede MTDC e sistema AC (*Alternating Current*)).

No capítulo 4 são apresentadas as estratégias de controlo que permitem a rede MTDC assim como os parques eólicos *offshore* em contribuir para a regulação de frequência do sistema continental.

No capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados obtidos na realização das simulações, de forma a se avaliar o desempenho dos métodos de controlo.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho assim como as perspectivas futuras.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados alguns dos trabalhos de pesquisa bibliográfica mais relevantes no contexto desta dissertação. Assim, este capítulo oferece uma perspetiva geral à cerca do estado da arte de diferentes tecnologias relacionadas com a produção *offshore*, assim como a sua integração no sistema elétrico, tais como a energia eólica, turbinas eólicas e conversores de potência.

2.2 Energia Eólica

Há algumas décadas atrás as necessidades energéticas eram supridas recorrendo aos combustíveis fósseis, nomeadamente ao carvão, gás natural e petróleo, assim como à energia hídrica e nuclear. No entanto, como já foi referido anteriormente, o esgotamento dos recursos fósseis levou à incessante procura de fontes de energia alternativas, onde no futuro pudessem lidar com as necessidades energéticas exigidas. O primeiro passo para a perceção desta nova realidade foi a crise petrolífera em 1973.

Outro fator crucial que levou à implementação das energias renováveis foi a crescente preocupação ambiental. Assim, as alterações climáticas associadas ao aquecimento global do planeta levaram os governos a implementar leis para a integração de novas fontes de energia não poluentes, que explorassem recursos endógenos, de forma a se garantir um desenvolvimento sustentável.

Desta forma, surgiu um grande desafio em se conseguir encontrar fontes de energia baratas, fiáveis, limpas e seguras, por forma a se substituir as fontes de energia não renováveis.

Assim, neste paradigma onde se pretende substituir as fontes de energia fósseis, onde a energia nuclear não é consensual, e onde a energia hídrica já apresenta um elevado estado de maturação, as energias eólica e solar ganham uma importância acrescida.

A energia eólica tem vindo assim a evoluir bastante ao longo das últimas duas décadas, tendo havido uma penetração crescente no sistema elétrico nos últimos anos, como se pode verificar na figura 2.1.

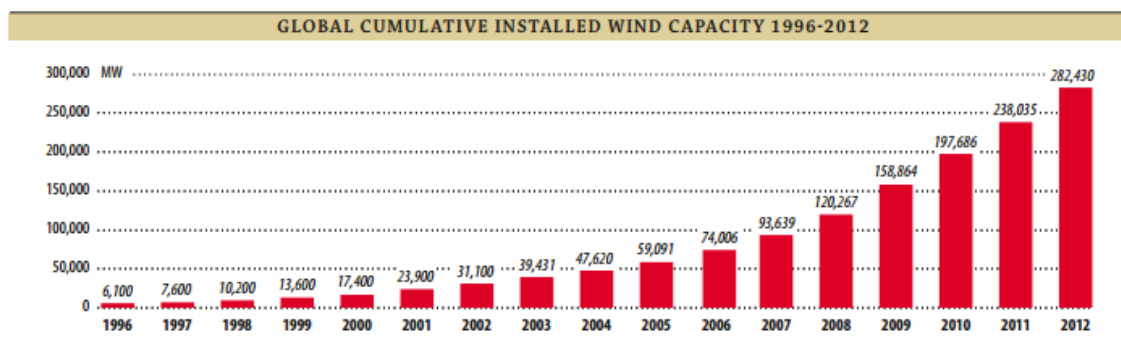


Figura 2.1: Capacidade de energia eólica instalada no mundo entre 1996 e 2012 [9]

Associado a este desenvolvimento estão o aumento do tamanho das pás das turbinas eólicas assim como a sua potência, como se pode verificar na figura 2.2.

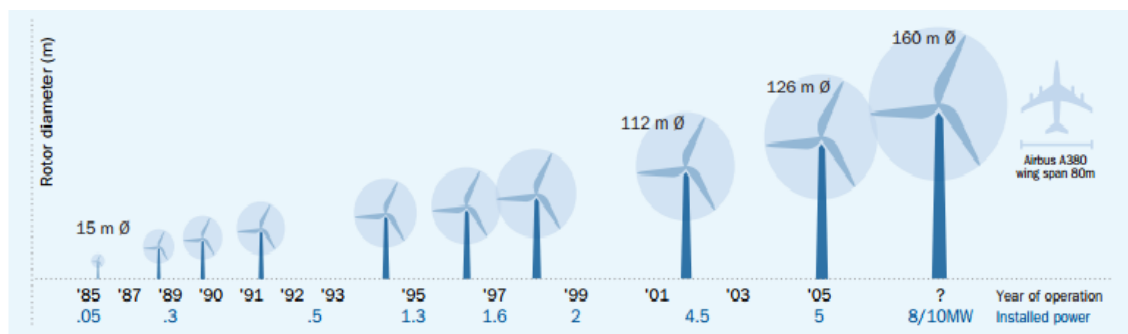


Figura 2.2: Evolução das turbinas eólicas [10]

Desse modo, é esperado que no futuro haja uma forte integração dos SER (Sistemas de Energia Renováveis), sendo a maioria das suas fontes de natureza intermitente, tal como o sol ou o vento. Assim, vai existir uma enorme variação na geração de energia, o que irá afetar o controlo e operação das redes elétricas [11].

Numa fase inicial de integração dos SER no sistema elétrico, mais particularmente da energia eólica, os parques produtores apresentavam uma baixa potência instalada quando comparados com as típicas centrais convencionais, representando uma baixa percentagem na produção elétrica. Com efeito, a integração de produção eólica não era vista como um motivo de preocupação do ponto de vista operacional. No entanto, o aumento da capacidade instalada nos parques eólicos levou a que progressivamente a rede elétrica tivesse uma menor capacidade instalada de centrais convencionais, sendo estas substituídas por fontes de geração renováveis. Este facto trouxe problemas do ponto de vista operacional, uma vez que a rede elétrica passou a ter uma menor capacidade de responder aos requisitos do operador de rede, nomeadamente regulação de frequência e de tensão [12].

Embora tragam grandes benefícios ao nível do ambiente, a integração de SER em grande

escala irá trazer um aumento significativo nos desafios de planeamento e operação da rede elétrica por parte do operador da rede de transmissão.

No passado a mesma empresa era responsável pelo planeamento e operação da rede, controlando também o acesso dos produtores à rede, não estando por isso os requisitos definidos de uma forma clara. A divisão dos diferentes serviços por diferentes empresas devido à legislação da União Europeia, levou a que os requisitos técnicos fossem definidos de uma forma mais clara. A introdução de geração renovável veio por outro lado complicar este processo de forma significativa, uma vez que como já foi referido anteriormente, estes têm características diferentes das centrais convencionais. Enquanto que alguns países criaram requisitos específicos para as unidades de geração renovável, principalmente para a energia eólica uma vez que era aquela que apresentava um nível mais alto de integração, outros impunham as mesmas obrigações para todos os tipos de centrais. Como consequência, surgiu uma diversidade de códigos de rede por entre vários países. Adicionalmente, os requisitos dos parques eólicos não estavam definidos de forma clara [13].

Deste modo, com o objetivo de tornar a operação do sistema elétrico segura e eficiente para todas as entidades ligadas à rede, quer sejam produtores ou consumidores, foram definidos códigos de rede pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) onde foi definida uma estrutura comum de requisitos de ligação à rede para todas as unidades de geração, incluindo geradores síncronos, geradores assíncronos e unidades de geração *offshore*, sendo estes requisitos válidos para as novas unidades de geração e também para as já existentes (salvo raras exceções). A aplicabilidade destes requisitos depende do nível de tensão no ponto de conexão à rede e da capacidade máxima das unidades de geração [14]. Dos benefícios resultantes destacam-se [13]:

- Os operadores do sistema podem estar descansados em como o sistema se manterá seguro independentemente do tipo de produção ou tecnologia instalada;
- Os fabricantes dos equipamentos podem desenvolver as suas tecnologias de forma a que estas cumpram com os requisitos definidos;
- Os agentes responsáveis pelo desenvolvimento de novos projetos têm uma gama mais alargada de fornecedores.

Consequentemente, é esperado que os parques eólicos, de igual modo às unidades de geração convencionais, forneçam à rede serviços auxiliares, tais como controlo de frequência, controlo de potência ativa e reativa e capacidade de sobrevivência a cavas de tensão [14]. Estes requisitos variam consoante o país, e a sua exigência usualmente depende do grau de integração da produção eólica assim como da robustez da rede elétrica. De igual modo, também os parques eólicos *offshore* devem fornecer os serviços acima mencionados.

A frequência do sistema elétrico corresponde ao equilíbrio entre a potência gerada e consumida. Qualquer desvio entre a potência gerada e consumida cria um desequilíbrio de frequência.

No caso de um aumento súbito de carga ou diminuição de geração, a frequência decresce e vice-versa. Deste modo, segundo os requisitos da rede, os geradores eólicos devem ser capazes de se manterem conectados à rede dentro dos valores e tempos especificados na tabela 2.1.

Tabela 2.1: Períodos de tempo durante os quais os geradores deverão ser capazes de se manterem conectados à rede para diferentes desvios de frequência [14]

Gama de Frequências	Período de Operação
47,5 Hz – 48,5 Hz	A ser definido pelo TSO (não menos de 30 min)
48,5 Hz – 49,0 Hz	A ser definido pelo TSO (não menos de que o período anterior)
49,0 Hz – 51,0 Hz	Ilimitado
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minutos

Com efeito, os geradores eólicos deverão ser capazes de fornecer controlo de potência ativa, ajustando a sua produção de potência ativa através de um controlo *droop*, representado na figura 2.3. Este requisito tem por objetivo ajudar na estabilidade da frequência.

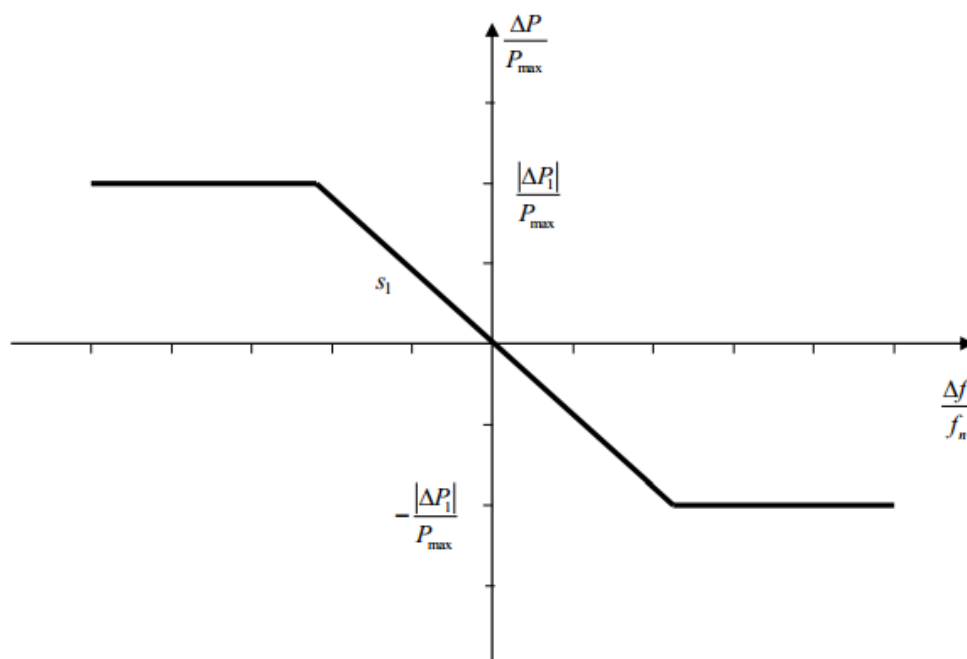


Figura 2.3: Controlo de potência ativa no caso de uma *deadband* nula [14]

Na figura 2.3, P_{max} representa a capacidade máxima, ΔP é o desvio de potência ativa gerada, f_n é a frequência nominal na rede (50 Hz) e Δf é o desvio de frequência na rede. Estes valores são especificados pelo operador de rede, dentro da gama de valores presente na tabela 2.2.

Por outro lado, os parques eólicos têm de ser capazes de se manterem conectados à rede durante a ocorrência de defeitos. No passado, durante períodos de abaixamentos de tensão na rede

Tabela 2.2: Parâmetros para a figura 2.4 [14]

Parâmetros	Gamas
$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5 - 10%
$ \Delta f_i $	10 - 30 mH
$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 - 0,06 %
<i>Deadband</i>	0 - 500 mHz
<i>Droop s1</i>	2 - 12 %

resultantes de falhas, era permitido às unidades eólicas que estas fossem desconectadas da rede. No entanto, com a implementação de parques eólicos com elevadas potências instaladas, a sua desconexão da rede levaria a uma elevada perda de potência por parte da rede, o que poderia levar a uma instabilidade no sistema elétrico. Assim, é requerido aos geradores eólicos que estes sejam capazes de se manterem conectados à rede e manterem uma operação estável de acordo com a relação tensão contra o tempo expressa na figura 2.4.

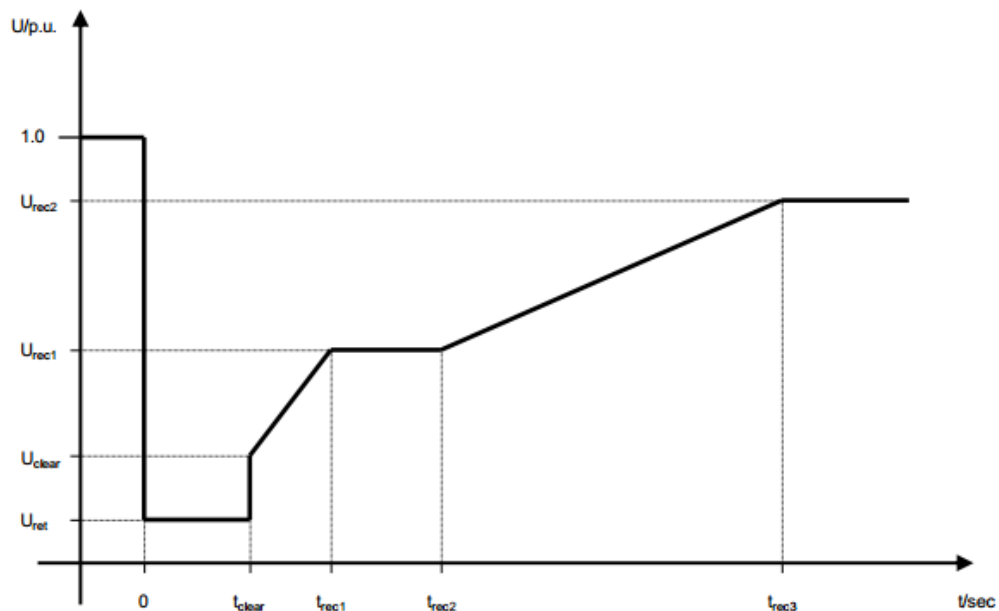


Figura 2.4: Limite inferior de tensão durante e após uma falha [14]

Na figura 2.4, U_{ret} é a tensão durante o defeito, t_{clear} representa o instante em que o defeito é eliminado, e t_{rec1} , t_{rec2} , t_{rec3} , U_{rec1} e U_{rec2} especificam certos pontos de limites inferiores de recuperação de tensão após a eliminação do defeito, especificados na tabela 2.3.

Tabela 2.3: Valores dos parâmetros da figura 2.4 para unidades de geração do tipo D [14]

Parâmetros de Tensão [pu]		Parâmetros de Tempo [segundos]	
U_{ret}	0,05	t_{clear}	0,14 - 0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0

Para a Europa continental, as unidades de geração *offshore* têm de ser capazes de se manterem conectadas à rede dentro da gama de tensões e tempos especificados na tabela 2.4.

Tabela 2.4: Períodos de tempo durante os quais as unidades de geração *offshore* deverão ser capazes de se manterem conectadas à rede para diferentes gamas de tensão [14]

Gamas de Tensão	Período de Operação
0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
0,9 pu – 1,118 pu*	Ilimitado
1,118 pu – 1,15 pu*	A ser definido pelo TSO (não menos que 20 min)
0,90 pu – 1,05 pu**	Ilimitado
1,05 pu – 1,0875 pu**	A ser definido pelo TSO (não menos que 60 min)
1,0875 pu – 1,10 pu**	60 minutos

* Tensão em pu para valores inferiores a 300 kV

** Tensão em pu para valores de 300 kV a 400 kV

É importante que os valores de tensão sejam mantidos constantes dentro de uma estreita gama, uma vez que os equipamentos são feitos de modo a operarem para níveis específicos de tensão. Recentes adaptações nos requisitos de ligação de rede obrigam a que os parques eólicos sejam capazes de contribuir para a regulação de tensão do sistema, de igual modo às centrais convencionais, sendo capazes de fornecer ou absorver potência reativa. Assim, o operador de rede tem a possibilidade de requerer injeção de potência reativa, de acordo com a relação entre tensão/potência reativa com a potência ativa, $U - Q/P_{max}$, onde para a Europa continental o valor da máxima gama e variação da potência reativa com a potência ativa é especificado em 0,75, e a máxima variação de tensão em estado estacionário em p.u. é especificado em 0,225.

2.2.1 Turbinas Eólicas

Nas últimas décadas houve um grande desenvolvimento na tecnologia de turbinas eólicas, presente nos aspetos construtivos e de design dos aerogeradores, assim como na melhoria dos seus mecanismos de controlo. Melhorar a sua flexibilidade de operação, assim como a sua eficiência

para uma vasta gama de velocidades do vento foram os principais fatores que levaram ao seu desenvolvimento. Para os parques eólicos são utilizados preferencialmente geradores de velocidade variável de forma a aproveitar o recurso de uma forma mais eficiente.

Três principais tecnologias são usadas atualmente nos parques eólicos. A primeira geração de aerogeradores, que se encontram implementados nos parques eólicos mais antigos são os geradores de indução de velocidade fixa, (FSIG - *Fixed Speed Induction Generator*). A segunda geração consiste nos geradores de indução duplamente alimentados, (DFIG - *Doubly-fed Induction Generators*). A terceira geração consiste também em turbinas eólicas de velocidade variável, equipadas com geradores síncronos com auto-excitação fornecida por um circuito auxiliar ou por ímãs permanentes. Esta tecnologia é geralmente conhecida como gerador de velocidade variável com conversor integral.

Gerador de Indução de Velocidade Fixa

Inicialmente foram adotadas turbinas eólicas de velocidade fixa, onde eram utilizados geradores assíncronos em gaiola de esquilo, SCIG (*Squirrel Cage Induction Generator*), conectados diretamente à rede através de um transformador (figura 2.5).

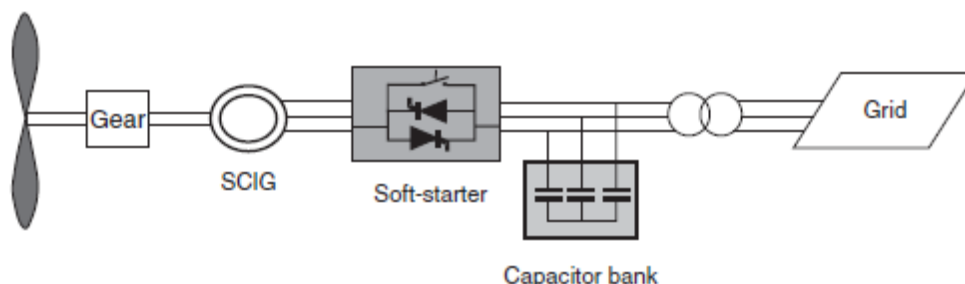


Figura 2.5: Esquema de Gerador de Velocidade Fixa [7]

Esta tecnologia necessita de compensação de energia reativa, uma vez que não é capaz de gerar energia reativa de forma autónoma, sendo utilizados portanto bancos de condensadores. É possível obter uma ligação mais suave à rede através da incorporação de *soft-starter* como ilustrado na figura 2.5. Esta configuração apresenta a vantagem de ser simples, robusta e fiável. No entanto, para além de não ter controlo de potência reativa e de velocidade, as flutuações do vento são traduzidas em flutuações mecânicas, e por sua vez em flutuações de potência. No caso de uma rede "fraca", este facto pode levar a flutuações de tensão [7] [15]. De igual modo, perturbações existentes na rede irão ser transmitidas ao aerogerador. Consequentemente, aquando da ocorrência de um curto-circuito o aerogerador terá de absorver uma elevada quantidade de potência reativa de forma a restabelecer o campo magnético e voltar à condição normal de funcionamento. No entanto, as baterias de condensadores irão contribuir com pouca potência devido à redução da tensão nos terminais do aerogerador, o que obriga a que a maior parte da potência reativa seja fornecida

pela rede [16].

Deste modo, o desenvolvimento da eletrônica de potência permitiu criar conversores que fizessem a interface entre o rotor do gerador e a rede. Assim, conseguiu-se um aumento em termos de flexibilidade operacional, assim como permitiu o fornecimento de novos serviços à rede. Deste modo, os SCIG deixaram de ser uma tecnologia atrativa.

Gerador de Indução de Velocidade Variável

Os geradores de velocidade variável são projetados por forma a alcançar a máxima eficiência sobre uma vasta gama de velocidades do vento, sendo possível adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina.

Esta configuração consiste num gerador de indução com rotor bobinado, onde o estator está diretamente ligado à rede, enquanto que o rotor é ligado à rede através de um conversor eletrónico de potência (figura 2.6). O conversor ligado à rede opera à frequência do sistema elétrico, enquanto que o conversor ligado ao rotor opera com frequência variável em função da velocidade do aerogerador, permitindo uma variação de velocidade de 30% da velocidade de sincronismo, o que significa que o conversor apenas necessita de estar dimensionado para uma potência de 30% da potência nominal do gerador. Além do mais, o conversor faz a compensação de energia reativa, suavizando também a ligação do gerador à rede [7] [17].



Figura 2.6: Esquema de Gerador de Velocidade Variável [7]

Apesar da adoção de uma caixa de engrenagem de modo a adaptar a velocidade de rotação da turbina à velocidade do gerador, esta tecnologia é capaz de operar numa vasta gama de velocidades do vento sendo mais flexível em relação ao gerador de indução convencional, permitindo aumentar a eficiência na produção de energia elétrica, melhorando a qualidade da energia entregue à rede.

Embora seja capaz de cumprir com os requisitos de ligação à rede, nomeadamente na regulação primária de frequência, na sobrevivência a cavas de tensão e no fornecimento de potência reativa durante defeitos, o facto de o estator estar diretamente ligado à rede expõe o aerogerador às perturbações existentes na rede.

Gerador Síncrono de Velocidade Variável

Este tipo de gerador é conectado à rede através de um conversor integral, como se pode verificar na figura 2.7.

O conversor do lado do gerador é responsável pelo controlo de velocidade do aerogerador, tendo por objetivo maximizar a extração de potência. Por outro lado, o conversor do lado da rede é responsável por controlar a injeção de potência reativa e da potência ativa na rede, esta última em função da tensão DC (*Direct Current*). A utilização de um conversor integral permite o desacoplamento total entre a frequência da rede e do gerador, apresentando a vantagem de reduzir o impacto das variações da velocidade do vento, mitigando também o impacto de quedas de tensão.

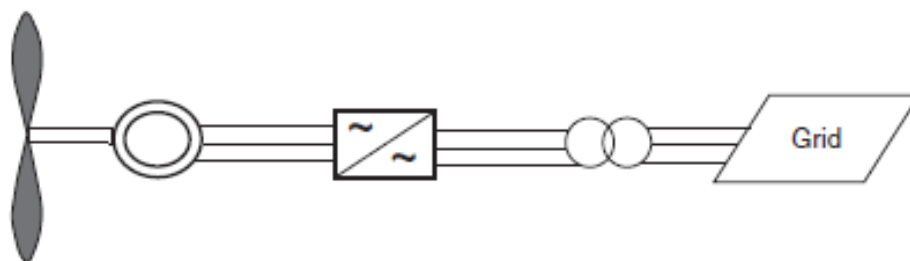


Figura 2.7: Esquema de Gerador Síncrono de Velocidade Variável [7]

Apesar da introdução de um conversor integral permitir ao aerogerador funcionar a uma velocidade variável, esta apresenta-se como uma solução mais dispendiosa. Estes geradores são multipolo não necessitando assim de uma caixa de velocidades, o que reduz de forma significativa a sua manutenção, tornando esta solução especialmente atrativa para aplicações *offshore* [7] [17].

2.3 Produção Eólica Offshore

Como já foi referido na secção 1 é previsível que nos próximos anos se comecem a instalar novos parques eólicos no mar. Estima-se que a velocidade do vento *offshore* seja maior do que em *onshore* em 10%, correspondendo teoricamente num aumento de produção de energia elétrica em 30% [7]. No entanto, com este novo paradigma surgem novos desafios relacionados com a conexão dos parques eólicos *offshore* à rede continental, com o seu controlo de injeção de potência e ainda com o cumprimento dos serviços requeridos pela rede elétrica.

2.3.1 Sistemas em Corrente Contínua

Os parques eólicos *offshore* são ligados à rede continental através de cabos submarinos. Muitos parques eólicos são conectados à rede usando corrente alternada em alta tensão (HVAC - *High Voltage Alternating Current*). Porém, os cabos AC (*Alternating Current*) comportam-se como condensadores, estando a sua capacidade distribuída por todo o comprimento do cabo, gerando

assim uma forte componente de potência reativa capacitiva, reduzindo a capacidade de transmissão de potência ativa, tendo de ser compensada com uma forte componente indutiva. Assim, para além de um certo nível de potência e um certo comprimento esta solução não é viável, uma vez que se torna muito caro instalar compensação reativa nos cabos submarinos [12] [18] [19].

A tecnologia (HVDC - *High Voltage Direct Current*) já é conhecida à mais de 50 anos, tendo em 1954 sido feita a sua primeira implementação, ligando a ilha de Gotland, na Suécia, ao continente. Sistemas em HVDC apresentam várias vantagens em relação aos sistemas HVAC (HVAC - *High Voltage Alternating Current*), do ponto de vista de conexão entre redes permite interligar duas redes AC não síncronas, por exemplo com diferentes frequências ou diferentes fases. Não apresentam nenhuma restrição em relação ao comprimento do cabo, permitem o controlo de injeção de potência e apenas utilizam dois condutores [12] [19]. Por outro lado, o principal obstáculo à sua implementação são os seus elevados custos, nomeadamente os seus conversores.

2.3.2 Transmissão Multi-Terminal em Corrente Contínua

Com o eminente surgimento de produção eólica *offshore* de elevadas potências a ligação ponto-a-ponto (figura 2.8) é vista cada vez mais como uma solução limitada do ponto de vista de flexibilidade para alcançar as metas da UE. Até agora, a implementação de sistemas HVDC tem vindo a ser feita através da implementação destas redes. No entanto, a sua principal desvantagem consiste na sua limitação de fluxo de potência entre os seus terminais.

As redes HVDC multi-terminal (MTDC - *Multi-Terminal Direct Current*) surgem assim como uma solução bastante atrativa, uma vez que permitem fazer a ligação de diferentes parques eólicos *offshore* a diferentes pontos continentais, aumentando assim a flexibilidade do sistema, permitindo uma maior capacidade de transporte de energia, facilitando também a expansão das redes [21]. Esta configuração utiliza conversores VSC, sendo estes abordados mais à frente neste trabalho.

No entanto, a ausência da passagem da corrente por zero nos sistemas DC torna o seu corte muito mais difícil do que nos sistemas AC. Existem dois tipos de disjuntores nos sistemas HVDC: eletromecânicos e *solid-state*. Um disjuntor eletromecânico DC não teria custo muito mais elevado do que um disjuntor eletromecânico AC, no entanto o seu poder de corte poderia ter tempos mais elevados do que aquele que são requeridos pela rede. Por outro lado, os disjuntores *solid-state* apresentam tempos de corte de apenas alguns milissegundos, sendo adequados para a integração nas MTDC. A sua principal desvantagem consiste nas suas elevadas perdas e no seu custo. Porém, numa rede MTDC sem disjuntores DC, aquando da ocorrência de uma falha na rede, seria necessário a abertura dos disjuntores AC, o que faria com que toda a rede DC ficasse fora de serviço. No caso de uma rede MTDC esse fator resultaria numa enorme perda de potência [20]. Assim, os disjuntores DC são fundamentais para a operação das redes MTDC.

Com a integração de redes MTDC, podem ser implementadas diversas tipologias, tendo como objetivo a redução de custo e a maximização da sua fiabilidade e flexibilidade, de forma a assegurar segurança no fornecimento de energia elétrica. Deste modo, existem várias tipologias como topologia geral em anel, topologia geral em estrela, topologia em estrela com anel central, topologia de parques eólicos em estrela ou topologia de subestação em anel (ver figura 2.9).

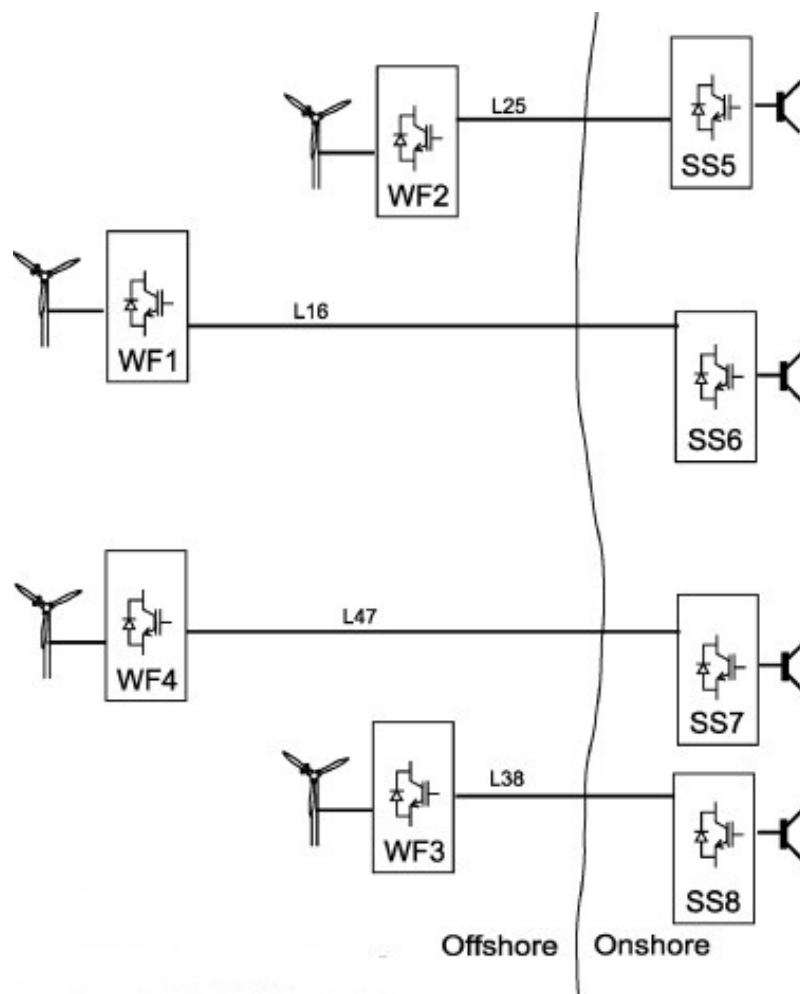


Figura 2.8: Topologia HVDC ponto-a-ponto [20]

Segundo o estudo realizado em [20], onde o autor estudou as diferentes tipologias mencionadas tendo em consideração as falhas do sistema, ele concluiu que a topologia que otimiza a rede não depende apenas de requisitos operacionais e relacionados com a robustez da mesma, mas também depende da localização das subestações e dos parques eólicos *offshore*, e eventualmente do custo dos cabos e disjuntores DC.

2.4 Tecnologias HVDC

Na transmissão em HVDC é fundamental a conversão de corrente alternada para corrente contínua, e de corrente contínua para alternada. O processo de transformação de AC para DC é denominado retificação, enquanto que o processo inverso é denominado inversão.

Deste modo, tem havido uma notória evolução dos conversores, em grande parte devido à evolução dos dispositivos de eletrônica de potência. Os conversores estão assim divididos em duas



Figura 2.9: Tipologias de redes MTDC: a) Topologia Geral em Anel b) Topologia Geral em Estrela c) Topologia de Parques Eólicos em Estrela d) Topologia em Estrela com Anel Central e) Topologia de Subestação em Anel [20]

categorias: conversores LCC (*Line Commuted Converter*) e conversores VSC (*Voltage Source Converter*).

2.4.1 Conversores LCC

Nos conversores LCC são usadas válvulas de tiristores, tendo sido adotados para transmissões de grandes quantidades de potência ao longo de grandes distâncias. Apesar da sua maior eficiência e capacidade de transporte de potência em relação aos conversores VSC, este tipo de conversor produz uma maior quantidade de harmônicos para a rede, o que representa uma grande desvantagem, pois requer a instalação de grandes filtros. Adicionalmente, esta tecnologia necessita de estar sempre a consumir potência reativa, que tem de ser compensada recorrendo-se a bancos de condensadores, o que torna uma solução muito dispendiosa, e assim inadequada para soluções

offshore [22].

Em [22] o autor propõe uma solução que consiste na redução do tamanho dos filtros e condensadores nos conversores LCC em cerca de um quinto do seu tamanho original. Ele salienta que a redução dos filtros irá aumentar a distorção harmónica, causando perdas extras em diferentes partes do sistema, porém estas poderão ser desprezadas uma vez que os conversores da turbina eólica se irão comportar como um filtro distribuído, fornecendo compensação de energia reativa. Desta forma, o sistema apresentará custos menores e uma maior fiabilidade, no entanto, os transformadores e conversores da turbina eólica terão de ser sobredimensionados em cerca de 6,5% de forma a atender às exigências de potência reativa, sendo esta uma desvantagem desta solução. O autor defende assim que os conversores LCC, através da implementação da solução proposta, são mais baratos e mais eficientes em relação aos conversores VSC.

Em [23] o autor defende o uso simultâneo de conversores VSC e LCC nas redes HVDC. É referido que os conversores LCC têm muitos problemas operacionais, como limitações de potência máxima, regulação de tensão e são suscetíveis a falhas de comunicação. O autor também refere que os conversores VSC apresentam maiores custos e perdas em relação aos conversores LCC. Deste modo, ele defende que numa rede de transmissão com conversores LCC e VSC, os conversores VSC seriam responsáveis pela regulação de tensão no barramento AC, tornando assim o conversor LCC menos propício a variações de tensão e falhas de comunicação, potenciando desta forma a potência máxima extraída pelo conversor LCC.

2.4.2 Conversores VSC

Com a evolução da eletrónica de potência, nomeadamente dos semicondutores e equipamento de controlo, surgiram os conversores VSC, baseados em IGBTs, trazendo assim várias vantagens em relação aos conversores LCC. Estes conversores tornaram possível o controlo independente de potência ativa e reativa, tendo a capacidade de operar em redes AC "fracas", não necessitando de compensação de energia reativa, apresentando ainda fácil reversão do fluxo de potência, menor injeção de harmónicos na rede, permitindo também procedimentos de *black start* [23] [24]. Os conversores VSC são assim flexíveis e têm estratégias de controlo simples, sendo vistos como a tecnologia mais promissora para aplicações *offshore*, uma vez que permitem a extensão para redes multi-terminal. Por outro lado, o uso destes conversores causa alguns problemas ao Operador da Rede de Transporte (TSO - *Transmission System Operator*), uma vez que o seu comportamento dinâmico durante distúrbios na rede ainda não é inteiramente compreendido, variando com a topologia da rede utilizada [25]. Desta forma, segundo [25] existem três tipologias diferentes de conversores VSC:

- conversor dois níveis (figura 2.10-(i));
- conversor de díodos fixos ao ponto neutro (figura 2.10-(ii));

- conversor multinível modular (figura 2.10-(iii)).

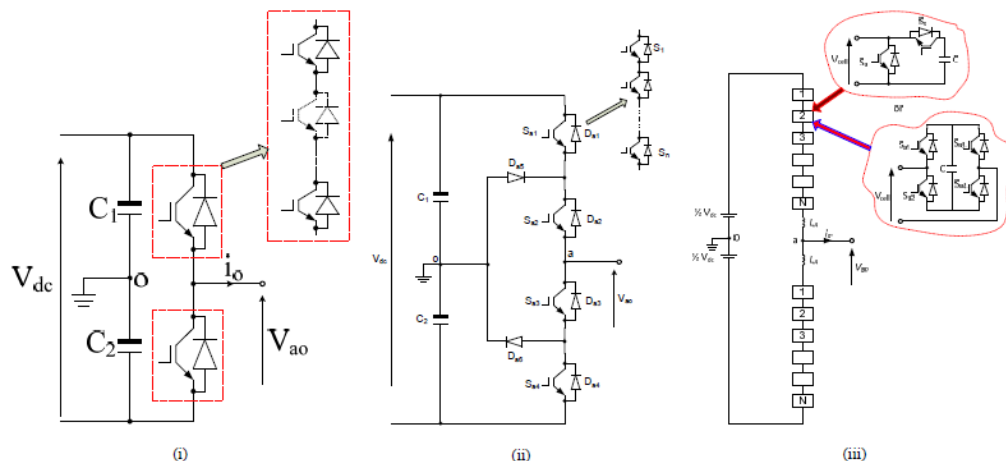


Figura 2.10: Conversor VSC: i) conversor dois níveis ii) conversor de díodos fixos ao ponto neutro iii) conversor multinível modular [25]

2.4.2.1 Modo de Funcionamento

Independentemente da topologia da rede MTDC, o principal fator para a sua modelação está relacionado com o modelo dinâmico usado para os conversores VSC. Deste modo, através da análise do comportamento dinâmico dos sistemas AC e DC é assumido que os conversores podem ser modelizados com base apenas nas suas funções de controlo, negligenciando as suas perdas, harmónicos e comutações transitórias [8].

Deste modo, o sistema de controlo da rede HVDC é separado em dois sistemas distintos, o sistema de controlo do conversor *onshore* e no sistema de controlo do conversor *offshore*.

No seu controlo é feita uma transformação onde as três fases do sistema trifásico são decompostas em duas grandezas, segundo o eixo de variáveis diretas (d) e de quadratura (q), representando dessa forma a componente real e imaginária.

Conversores Onshore

Os conversores *onshore* são responsáveis por fazer a ligação entre a rede AC continental e a rede HVDC, sendo responsáveis pelo controlo de injeção de potência ativa e reativa na rede AC continental. O seu controlo de potência reativa pode ser feito através de duas abordagens distintas: considerando a injeção de potência reativa com um fator de potência pré-definido, ou a tensão nos terminais AC.

Segundo [8] e [12], é proposto uma malha de controlo, representada na figura 2.11, sendo feito um controlo considerando a estratégia de controlo de potência reativa. O seu controlo é feito

através de quatro controladores proporcionais integrais, PI, principais. O controlo proporcional tem o objetivo de estabilizar o sinal de entrada, enquanto o controlo integral tem como objetivo compensar o erro permanente. O objetivo desta malha de controlo passa por definir a tensão segundo a sua componente direta e de quadratura.

Assim, os controlos PI-1 e PI-2 representam a malha de controlo exterior, sendo PI-1 responsável por definir a componente de referência $I_{d_{ref}}$ atual, através do erro entre a tensão DC e a tensão de referência pré-especificada. Por seu lado, PI-2 é responsável por definir a componente de referência $I_{q_{ref}}$ atual, através do erro entre a potência reativa atual e a de referência pré-especificada. Por outro lado, os controlos PI-3 e PI-4 representam a malha de controlo interior, sendo responsáveis por determinar os valores de tensão direta e em quadratura, $V'd$ e $V'q$, com base no erro entre os valores $I_{d_{ref}}$ e $I_{q_{ref}}$ e os valores I_d e I_q atuais.

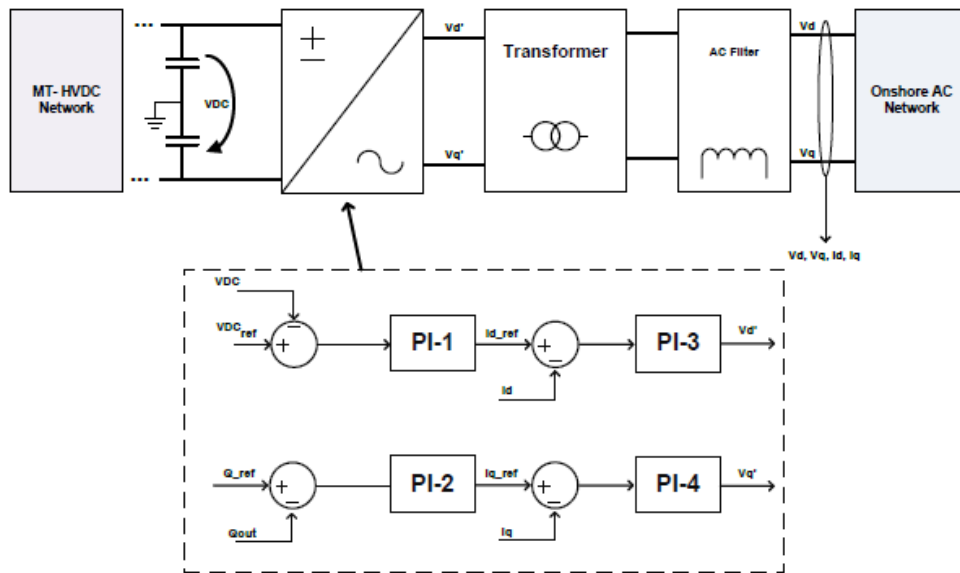


Figura 2.11: Malha de controlo VSC onshore [8]

Conversores Offshore

Os conversores *offshore* fazem a ligação entre o parque eólico *offshore* e a rede HVDC. Este conversor é responsável pelo controlo de tensão e frequência do parque eólico *offshore*.

De igual modo aos conversores *onshore*, em [8] e [12] é apresentada uma malha de controlo, representada na figura 2.12. Assim, e de igual forma ao controlo descrito para os conversores *onshore*, com base no erro entre as componentes V_d e V_q atuais e de referência, a malha de controlo externa, isto é, os controladores PI-1 e PI-2 irão gerar as correntes de referência $I_{d_{ref}}$ e $I_{q_{ref}}$. Da mesma forma, a malha de controlo interna, PI-3 e PI-4, irá gerar os valores $V'd$ e $V'q$, através do erro entre os valores das correntes atuais e de referência.

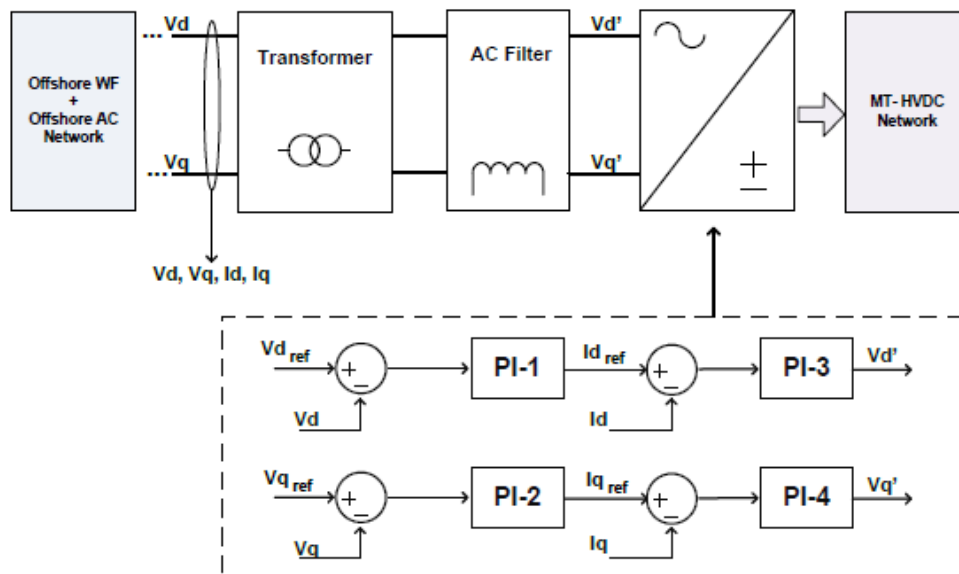


Figura 2.12: Malha de controle VSC offshore [8]

2.4.2.2 Requisitos para Fornecimento de Serviços à Rede Continental

É esperado que os parques eólicos *offshore* de igual forma aos parques eólicos convencionais possam prestar à rede AC os serviços requeridos pelo operador de rede, nomeadamente de regulação de tensão e frequência, como já foi referido anteriormente. No entanto, estes serviços trazem desafios adicionais quando se trata de parques eólicos *offshore*.

Regulação de Frequência

A frequência em sistemas elétricos consiste na relação entre a potência gerada e consumida. Assim, de modo a se obter um sistema equilibrado é necessário garantir que em todos os momentos a potência gerada é igual à potência consumida. Quando ocorrer um aumento de carga no sistema, o binário elétrico irá aumentar de modo a satisfazer o aumento de carga, enquanto que o binário mecânico se irá manter constante, passando assim o alternador a fornecer mais energia do que aquela que recebe da turbina. Este processo resultará numa desaceleração do rotor, começando a sua velocidade a baixar e consequentemente a frequência a diminuir, conforme se pode verificar pela equação de movimento do rotor [26]:

$$Md^2\gamma/dt^2 = P_m - P_e \quad (2.1)$$

onde:

M - momento de inércia (J.s/rad);

$d^2\gamma/dt^2$ - aceleração angular do rotor (rad/s^2);

P_m - potência mecânica fornecida pela turbina ao alternador;

P_e - potência elétrica fornecida pela turbina ao alternador;

Podem ocorrer duas situações de desequilíbrio. A primeira consiste numa sobre-frequência, ou seja, quando a frequência do sistema ultrapassa o valor nominal, devendo-se a um aumento na geração ou a uma diminuição de carga. A segunda consiste num abaixamento da frequência, isto é, quando a frequência do sistema toma valores inferiores ao seu valor nominal, podendo este fenómeno ser causado por uma diminuição na geração de potência ou num aumento súbito de carga.

Nos sistemas elétricos convencionais a regulação de frequência é feita pelos geradores síncronos através de duas ações de regulação distintas, o controlo primário e secundário de frequência. Embora os sistemas elétricos possam operar sem terem controlo secundário de frequência, o controlo primário é fundamental para a sua operação, de modo a garantir que o sistema seja estável. Este tipo de controlo tem por objetivo determinar a potência ativa gerada em função da sua frequência através de um controlo proporcional, usualmente denominado por estatismo, conforme irá ser abordado de forma mais aprofundada no capítulo 3.

Na fase inicial de integração de produção eólica, não era requerido aos geradores eólicos que estes tivessem capacidade de regulação de frequência, uma vez que os parques eólicos tinham pequenas potências instaladas quando comparados com as típicas centrais convencionais, não causando assim problemas do ponto de vista da segurança da rede. No entanto, o aumento da integração de parques eólicos e das suas potências instaladas trouxe problemas ao operador da rede, uma vez que consequentemente muitas centrais convencionais foram retiradas de serviço, reduzindo-se assim as unidades na rede com capacidade de regulação de frequência, tornando a rede mais instável.

Deste modo o operador de rede começou a requerer serviços de regulação de frequência por parte de todos os parques eólicos, de igual modo às centrais convencionais. Assim, começaram a ser feitos inúmeros estudos à procura de soluções para dotar as turbinas eólicas de sistemas de controlo para a regulação de frequência, sendo hoje em dia a produção eólica vista como uma tecnologia ativa na regulação de frequência do sistema.

Como mencionado anteriormente, a regulação primária de frequência é conseguida através de um controlo de injeção de potência ativa em função dos desvios de frequência. Enquanto que uma perturbação de sobre-frequência pode ser resolvida facilmente, reduzindo-se a injeção de potência ou até através da desconexão de algumas turbinas eólicas, um abaixamento de frequência já representa um grande desafio para o sistema elétrico, uma vez que enquanto que no caso das centrais convencionais é fácil proceder a um aumento de potência controlando a sua fonte de energia primária, através da regulação primária de frequência, no caso da geração eólica não é possível controlar o seu recurso primário, o vento. Assim, a solução identificada para combater este problema passa

por colocar o gerador a funcionar com uma margem de reserva de potência (sendo este processo denominado por *deloading*). Desta forma, quando ocorrer uma diminuição de frequência será possível aumentar a potência ativa fornecida, contribuindo assim para o controlo de frequência. A obtenção de uma margem de reserva no aerogerador pode ser conseguida através do controlo do ângulo de *pitch* das suas pás, degradando o seu desempenho aerodinâmico. Com efeito, é possível obter uma nova curva de potência para o aerogerador em função da velocidade do vento para uma dada margem de reserva, como representado na figura 2.13.

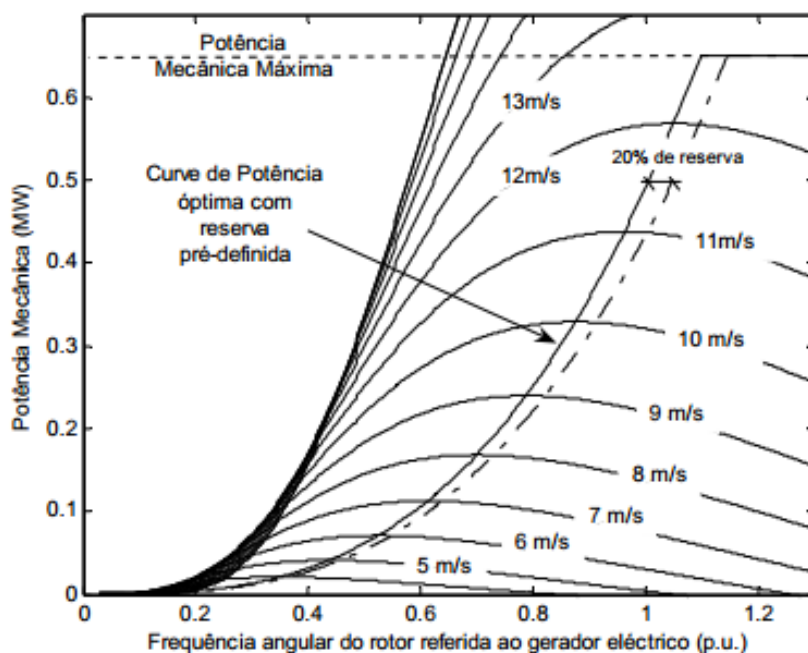


Figura 2.13: Curva de potência de aerogerador com margem de reserva [27]

Adicionalmente, os aerogeradores têm de ser capazes de oferecer uma resposta de inércia de igual forma aos geradores síncronos, por forma a obterem uma resposta rápida de potência ativa após uma perturbação de diminuição de frequência. No entanto, enquanto que os geradores síncronos têm uma resposta de inércia intrínseca, no caso dos aerogeradores será necessário emular a sua resposta de inércia, sendo conseguida através do desenvolvimento de métodos de controlo que determinam uma resposta adicional de potência ativa proporcional à taxa de variação da frequência.

No caso de parques eólicos *offshore* a regulação de frequência encontra novos obstáculos uma vez que estes não têm acesso à frequência da rede continental, uma vez que a rede DC desacopla a frequência entre as diferentes áreas AC. Como solução a este problema alguns autores propõem a adoção de canais de comunicação, no entanto falhas ou atrasos nesta solução poriam em risco a regulação de frequência fornecida pelo parque eólico *offshore*, mais concretamente a emulação de

inercia uma vez que consiste numa resposta rápida após uma perturbação. Deste modo, a estratégia proposta por este trabalho consiste na adoção e controlos locais ao nível dos conversores *onshore* e *offshore* assim como no parque eólico *offshore*. Assim, foi construído um controlo em cascata de forma a permitir à rede *offshore* fornecer regulação de tensão à rede continental.

Em [28] o autor propõe dotar os conversores HVDC de malhas de controlo locais. Assim, no caso do conversor *offshore* este terá de definir o valor da frequência do parque eólico em função da tensão DC do lado do terminal *offshore*, V_{dc}^{off} , segundo a seguinte equação:

$$f^{off} = f_0^{off} + K_v(V_{dc}^{off} - V_{dc}^R) \quad (2.2)$$

onde f_0^{off} é a frequência nominal do parque eólico, V_{dc}^R é a tensão nominal do cabo DC e K_v é o ganho do conversor *offshore*.

No caso do conversor *onshore*, este deverá definir o valor da tensão DC, do lado do terminal *onshore*, V_{dc}^{on} , de acordo com o valor da frequência da rede continental, f^{on} , e através da potência injetada pela rede DC, P_{dc}^{on} , de acordo com a seguinte equação:

$$V_{dc}^{on} = V_{dc}^R + K_f(f^{on} - f_0^{on}) - K_p P_{dc}^{on} \quad (2.3)$$

onde K_f e K_p representam os *droops* de frequência e potência respetivamente e f_0^{on} representa o valor nominal de frequência da rede continental.

Assumindo que os conversores HVDC apresentam uma ação instantânea, isto é, que a tensão DC *offshore* atual, V_{dc}^{on} , é de igual valor à sua tensão definida, V_{dc}^{on} , é possível definir a seguinte relação:

$$V_{dc}^{off} = V_{dc}^{on} + R_{dc} \frac{P_{dc}^{on}}{V_{dc}^{on}} = V_{dc}^R + K_f(f^{on} - f_0^{on}) - (K_p - \frac{R_{dc}}{V_{dc}^{on}}) P_{dc}^{on} \quad (2.4)$$

Definindo $K_p = \frac{R_{dc}}{V_{dc}^{on}}$, obtém-se uma relação onde a frequência do parque eólico depende apenas da frequência da rede continental, como se pode verificar na equação seguinte:

$$f_{off} = f_0^{off} + K_v K_f (f^{on} - f_0^{on}) \quad (2.5)$$

Desta forma, os desvios de frequência na rede AC continental tornam-se proporcionais aos desvios de frequência no parque eólico, permitindo que este seja capaz de prestar os serviços de regulação de frequência à rede.

Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão

A capacidade de sobrevivência a cavas de tensão consiste na capacidade do parque eólico em se manter conectado à rede durante abaixamentos de tensão, resultantes de falhas da rede AC. Assim a rede obriga a injeção de corrente reativa por parte dos parques eólicos de forma a evitar

a sua desconexão durante uma falha, o que levaria a grande desequilíbrios de potência, podendo afetar a estabilidade do sistema.

Deste modo, após a ocorrência de um curto-circuito na rede AC continental, o conversor *onshore* irá transmitir menor quantidade de potência para a rede com o defeito, no entanto, sem se recorrer a controlo adicional, o parque eólico *offshore* irá continuar a injetar os mesmos níveis de potência na rede DC, uma vez que não irá sentir o defeito, o que vai levar a uma subida dos níveis de tensão da rede DC, levando a um desequilíbrio de potência no sistema HVDC. Assim, terá de ser aplicado um controlo dentro de um determinado intervalo de tempo, por forma a que a tensão DC não ultrapasse o seu máximo admissível, e não danifique alguns componentes da rede HVDC. Em [29] o autor destacou dois métodos para solucionar este problema.

A primeira abordagem consistia na instalação de resistências *chopper* ao nível dos conversores HVDC-VSC, de modo a se dissipar toda a energia em excesso. Este método apresenta um controlo simples, atuando de forma automática quando os níveis de tensão DC ultrapassarem uma determinada margem, dissipando a potência proporcionalmente à tensão DC. A sua principal desvantagem consiste no seu custo, uma vez que tem de apresentar uma capacidade de dissipação igual à capacidade instalada no parque eólico, de modo a lidar com defeitos mais severos.

Alternativamente, o segundo método consiste num esquema em que o parque eólico seja capaz de injetar menores quantidades de potência no sistema HVDC. Neste caso os autores defendem a não utilização de canais de comunicação, uma vez que os seus atrasos poderiam fazer com que este não conseguisse lidar com os intervalos de tempo requeridos para a eliminação do defeito. Assim, os autores apresentam um controlo *droop* onde fazem variar a frequência da rede AC *offshore* proporcionalmente aos desvios de tensão da rede DC. este controlo requer algumas modificações ao nível das turbinas eólicas, no entanto os resultados apresentados revelam que desta forma o parque eólico seria capaz de contribuir para o controlo da tensão DC, reduzindo a sua potência injetada. O autor apresenta ainda um método alternativo, que consiste na aplicação de um controlo semelhante a este, no entanto, o controlo *droop* faria variar a tensão DC inversamente à tensão da rede AC *offshore*. Esta abordagem não necessitaria de modificação de controlo ao nível das turbinas eólicas, e faria com que o parque eólico fosse capaz de reduzir a sua potência injetada na rede AC, contribuindo de igual forma para o controlo da tensão DC.

2.5 Conclusão

Através da análise bibliográfica é possível concluir que a energia eólica é uma alternativa em relação às fontes de energia convencionais, e a implementação de parques eólicos *offshore* é visto como um passo importante no sentido de se caminhar para a independência energética no futuro. Desta forma, a tecnologia HVDC é vista como um meio fulcral para possibilitar a transmissão de grandes potências para as áreas continentais dos parques eólicos *offshore* a grandes distâncias da

costa.

No entanto, o operador de rede obriga todos os parques eólicos a prestar certos serviços à rede, e a integração de uma rede em DC causa dificuldades aos parques eólicos *offshore* na prestação dos mesmos.

Deste modo, vários autores propõe soluções para a prestação destes serviços por parte dos parques eólico *offshore*, realizando simulações computacionais, que antevêm boas perspectivas futuras.

Simultaneamente, as redes HVDC multi-terminal surgem como uma alternativa atraente para a integração de grandes potências provenientes de diferentes parques eólicos *offshore*.

Capítulo 3

Modelização do Sistema

3.1 Introdução

De modo a se conseguir estudar o comportamento de uma rede MTDC (*Multi-Terminal Direct Current*), é necessário primeiro identificar os modelos representativos dos seus diferentes componentes. Desse modo, neste capítulo são apresentados os modelos adotados para cada componente, tendo sido desenvolvidos e simulados recorrendo-se ao MatLab *Simulink*. Para alguns componentes foram adotados modelos já existentes na biblioteca do *Simulink*, enquanto que para outros componentes os seus modelos foram construídos de origem.

3.2 Rede AC Continental

Para a representação do sistema AC (*Alternating Current*) continental foi considerada uma máquina síncrona equivalente, tendo por objetivo representar todas as unidades de produção convencionais existentes no sistema elétrico continental. Para além do gerador equivalente, a rede AC continental é ainda composta por outros elementos: linhas de transmissão, transformadores e cargas.

3.2.1 Gerador Síncrono

Para a modelização do gerador síncrono foi adotado um modelo já existente no MatLab *Simulink*, dado pelo nome '*Synchronous Machine*'. Este modelo pode operar como motor ou gerador, operando neste caso como gerador. O seu modelo mecânico é representado pelas seguintes equações:

$$\Delta w(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \Delta w(t) \quad (3.1)$$

$$w(t) = \Delta w(t) + w_0 \quad (3.2)$$

Onde,

$\Delta w(t)$ - variação de velocidade;

H - constante de inércia;

T_m - binário mecânico;

T_e - binário elétrico;

Kd - fator de amortecimento;

$w(t)$ - velocidade mecânica do rotor;

w_0 - velocidade síncrona (1 p.u.).

O seu modelo equivalente é representado segundo as componentes direta (d) e em quadratura (q), sendo todos os parâmetros do rotor vistos a partir do estator. O sua componente elétrica é representada por um modelo de sexta ordem, estando representado nas seguintes equações:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - w_R \phi_q \quad (3.3)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q - w_R \phi_d \quad (3.4)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd} \quad (3.5)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd} \quad (3.6)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1} \quad (3.7)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2} \quad (3.8)$$

$$\phi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.9)$$

$$\phi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \quad (3.10)$$

$$\phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}) \quad (3.11)$$

$$\phi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}) \quad (3.12)$$

$$\phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q \quad (3.13)$$

$$\phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q \quad (3.14)$$

Onde,

d, q - parâmetros referentes aos eixos direto e em quadratura;

R, s - parâmetros referentes ao rotor e estator;

m - parâmetro referente à indutância de magnetização;

f, k - parâmetros referentes aos enrolamentos de campo e de amortecimento;

V - tensão;

R - resistência;

L - indutância;

i - corrente;

ϕ - fluxo elétrico;

W - velocidade angular.

3.2.2 Regulador de Velocidade

Um Sistema Elétrico de Energia não é estático, isto é, a sua carga varia constantemente devido a flutuações de consumo, variando assim também a potência produzida, de modo a haver um equilíbrio entre a potência produzida e consumida. Este equilíbrio é verificado através do regulador de velocidade da máquina síncrona, sendo assim responsável por controlar a sua frequência, através do controlo da potência gerada. Deste modo, quando ocorre um aumento súbito de carga na rede a potência que está a ser gerada nesse momento não se altera, havendo assim um desequilíbrio, estando o alternador a fornecer mais potência do que aquela que recebe. O alternador irá assim recorrer à energia cinética armazenada no rotor. Por conseguinte, a velocidade do alternador irá começar a baixar, e por consequência a frequência também. Assim, variações de frequência irão provocar um aumento ou diminuição na injeção de potência por parte do gerador síncrono. Neste trabalho, para a modelização do regulador de velocidade recorreu-se a um controlo proporcional de frequência, um controlo *droop*, representado na figura 3.1.

Na figura 3.1 f representa a frequência atual, f_{ref} a frequência de referência (sendo de 1 p.u.), e Δf representa o desvio entre a frequência atual e de referência. A constante R é denominada de estatismo, e representa a relação da variação de frequência em relação à potência ativa gerada. Como especificado na figura, a constante T_1 representa a constante de tempo do regulador de velocidade, enquanto que T_2 e T_3 consistem no coeficiente de sobreaquecimento e na constante de tempo da turbina respetivamente. O parâmetro ΔP_m corresponde assim à variação de potência ativa gerada.

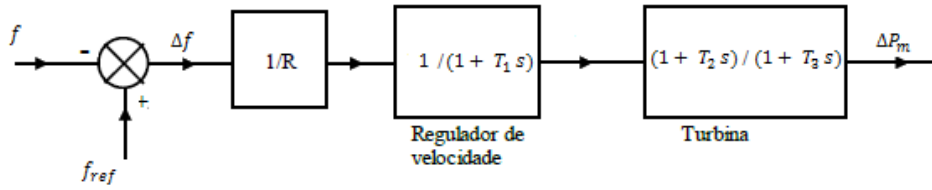


Figura 3.1: Esquema do Regulador de Velocidade do Gerador Síncrono

3.2.3 Regulador de Tensão

O regulador de tensão tem por objetivo criar o campo de excitação do gerador síncrono, controlando a sua tensão nos terminais e a sua potência reativa gerada. Para a sua modelização foi adotado o modelo *DC1A* da biblioteca do MatLab *Simulink*. O esquema equivalente do modelo adotado encontra-se representado na figura 3.2.

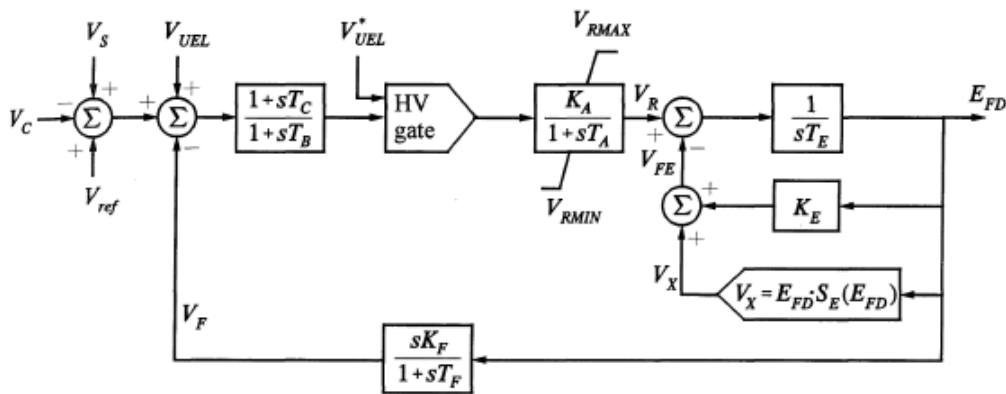


Figura 3.2: Esquema do Regulador de Tensão da Máquina Síncrona [30]

Onde:

V_{ref} - tensão de referência (p.u.);

V_c - tensão medida nos terminais do estator (p.u.);

V_s - tensão estabilizadora (no modelo adotado foi considerado a terra);

V_R, V_{FE}, V_X, V_F - tensões de saída para cada subsistema de controlo;

K_A, K_E, K_F - ganhos associados a respetivo subsistema;

T_A, T_B, T_C, T_E, T_F - constantes de tempo associadas a respetivo subsistema (s);

E_f - é a força eletromotriz.

3.3 Rede DC

3.3.1 Rede de Corrente Contínua

Para a implementação da rede DC (*Direct Current*) foi adotada uma configuração bipolar, isto é, um circuito em corrente contínua que opera com tensões simétricas, $\pm V_n$. Esta solução trás vantagens em relação a uma configuração monopolar uma vez que aumenta a capacidade de transmissão da rede, assim como a sua fiabilidade, permitindo que a rede opere apenas com um polo em caso de falha.

Neste caso, o cabo DC foi representado segundo o seu modelo equivalente em π , estando representado na figura 3.3, tendo sido seguido o modelo proposto por [31].

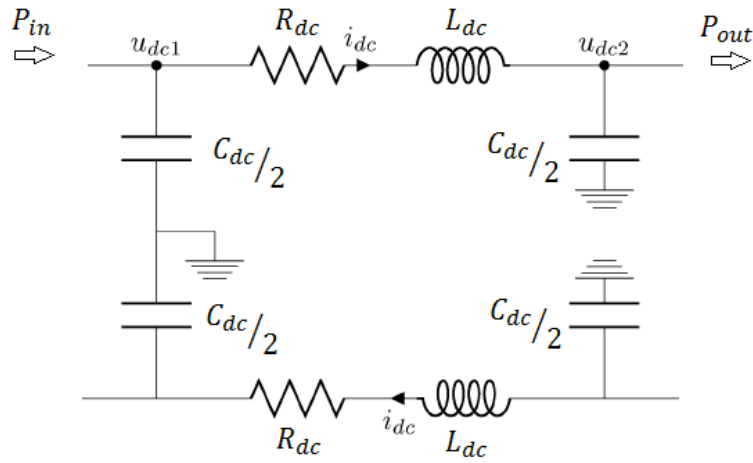


Figura 3.3: Modelo em π da linha de transmissão

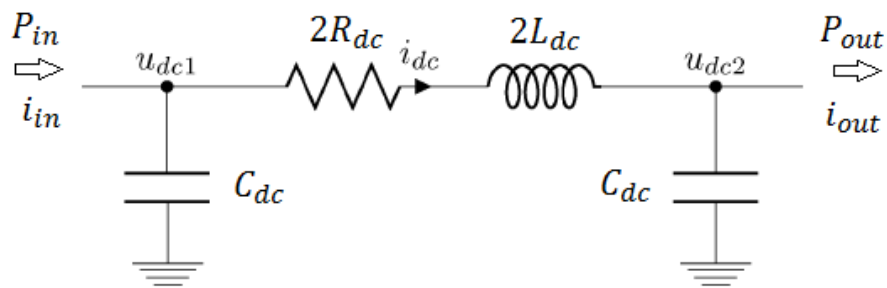


Figura 3.4: Modelo equivalente da linha de transmissão

Desta forma, o cabo DC pode ser representado por um único polo, contendo os parâmetros dos dois polos, como representado na figura 3.4, consistindo no somatório dos parâmetros dos dois polos.

O cabo DC pode assim ser representado por um conjunto de equações matemáticas, como é mostrado a seguir:

$$C_{dc1} \frac{du_{dc1}}{dt} = i_{in} - i_{dc} \quad (3.15)$$

$$C_{dc2} \frac{du_{dc2}}{dt} = i_{dc} - i_{out} \quad (3.16)$$

$$2L_{dc} \frac{di_{dc}}{dt} = u_{dc1} - u_{dc2} - 2R_{dc}i_{dc} \quad (3.17)$$

Onde,

u_{dc_i} - Tensão DC no conversor i ;

i_{dc} - Corrente no cabo DC;

i_{in} - Corrente de entrada no cabo DC;

i_{out} - Corrente de saída no cabo DC;

R_{dc} - Resistência do cabo DC;

L_{dc} - Impedância do cabo DC;

C_{dc_i} - Capacidade equivalente no conversor i (paralelo entre a capacidade do cabo DC e do conversor i).

3.3.2 Estações de Conversão de Energia *Onshore* e *Offshore*

Os conversores HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current - Voltage Source Converter*) são responsáveis por fazer a interface do parque eólico *offshore* com a rede DC, assim como a ligação entre a rede DC e a rede AC continental. É considerado que o fluxo de potência nestes conversores é bidirecional, podendo assim circular nos dois sentidos.

É usual nos trabalhos de modelização dos conversores de energia serem feitas pequenas simplificações, desprezando-se as perdas e os harmónicos. No entanto, enquanto que noutros trabalhos alguns autores implementaram modelos que descrevem com maior nível de detalhe o comportamento dos conversores, como em [12] e [32], onde foram usados métodos de controlo proporcionais-integrais (PI), onde os conversores modelizados têm capacidade de regular a frequência e a tensão, neste trabalho foi admitida uma simplificação em que foi considerado que a tensão nunca irá apresentar grandes desvios em relação ao seu valor nominal na rede AC continental. Assim, este trabalho foca-se apenas na regulação de frequência ao nível dos conversores HVDC-VSC, tendo os limitadores de corrente sido desprezados, considerando-se que os conversores não injetam potência reativa portanto.

Deste modo, os conversores foram modelizados como simples injetores de potência ativa, não tendo sido estudadas situações de cavas de tensão neste trabalho.

3.3.2.1 Conversor *Onshore*

O conversor *onshore* é responsável por fazer a ligação entre a rede DC e a rede AC continental. O facto de os conversores HVDC-VSC serem bidireccionais permite não só a transmissão de potência dos parques eólicos para as redes AC continentais, assim como permite a transmissão de potência entre diferentes áreas AC continentais. Para a sua modelização, como explicado, foi adotado um modelo simplificado, tendo o conversor como única função transmitir a potência de uma rede para a outra. Assim, foi adotado um modelo já existente na biblioteca do MatLab *Simulink*, denominado por *Three-Phase Dynamic Load*, sendo modelizado como um injetor de potência, encontrando-se esquematizado na figura 3.5.

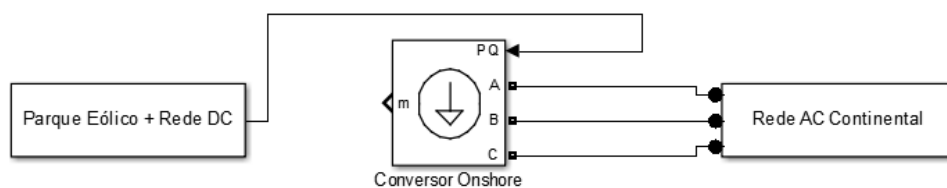


Figura 3.5: Esquema do conversor *onshore* implementado no MatLab *Simulink*

3.3.2.2 Conversor *Offshore*

O conversor *offshore* faz a ligação entre a rede do parque eólico *offshore* e a rede MTDC, como se pode ver na figura 3.6.

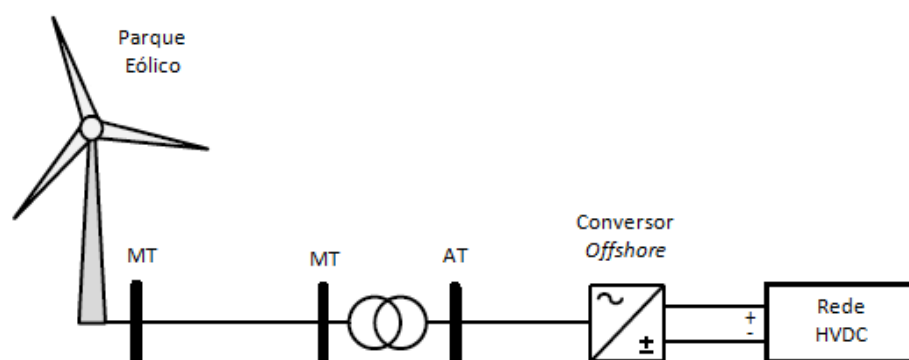


Figura 3.6: Esquema do conversor *offshore* em diagrama de blocos

A rede do parque eólico *offshore* assume-se que está a operar em corrente alternada. Como explicado anteriormente, é assumido um modelo simplificado para os conversores *offshore* em

que estes detêm capacidade para regulação rápida de tensão do lado do parque eólico, sendo esta mantida nos valores desejados em qualquer condição.

Do ponto de vista do parque eólico, isto é, da rede AC, o barramento do lado do conversor irá funcionar como um barramento de referência, de forma a permitir que toda a potência gerada pelas turbinas eólicas seja transferida para a rede, como pode ser visto na figura 3.7.

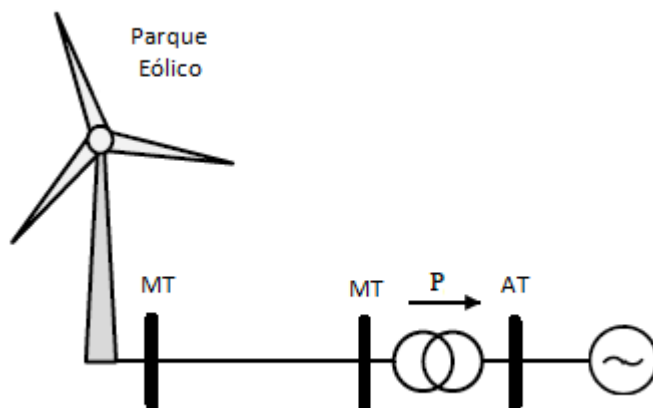


Figura 3.7: Esquema do conversor *offshore* em diagrama de blocos visto do lado AC

Do ponto de vista da rede HVDC, o parque eólico será visto como um injetor de corrente, como se pode ver no esquema da figura 3.8.

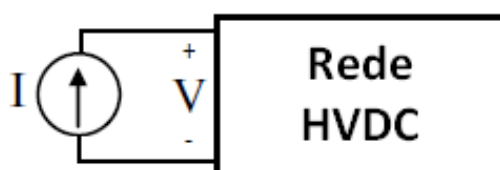


Figura 3.8: Esquema do conversor *offshore* em diagrama de blocos visto do lado DC

Onde a corrente injetada irá depender da potência injetada pelo parque eólico e da tensão da rede HVDC, de acordo com a seguinte equação:

$$I = \frac{P}{V} \quad (3.18)$$

3.4 Parques Eólicos

Para a modelização dos parques eólicos recorreu-se a um modelo simplificado proposto por [33], onde o parque eólico é modelizado como um injetor de potência. Este modelo é flexível assim como cumpre com os requisitos dos códigos de rede, oferecendo possibilidades de controlo ao nível do controlo de tensão, de frequência-potência ativa e de emulação de inércia. No entanto, neste trabalho não foi considerado o controlo de tensão, uma vez que como já foi referido anteriormente a tensão é considerada como estando sempre compreendida entre valores aceitáveis nas redes AC continentais, não tendo sido estudado defeitos na rede como curto-circuitos neste trabalho.

Optou-se por se usar um modelo simplificado do parque eólico uma vez que a principal preocupação deste trabalho está relacionada com a interação entre a rede DC e a rede AC continental, e não com o detalhe do parque eólico.

O modelo proposto é composto por duas malhas de regulação da potência ativa em função da frequência, oferecendo dois métodos para a regulação de frequência: regulação primária de frequência e emulação de inércia. Basicamente o modelo irá calcular incrementos ou decrementos de potência em relação à sua potência predefinida, de acordo com o desvio e derivada da frequência da rede AC do parque eólico. Deste modo, para a sua modelização recorreu-se ao modelo representado na figura 3.9.

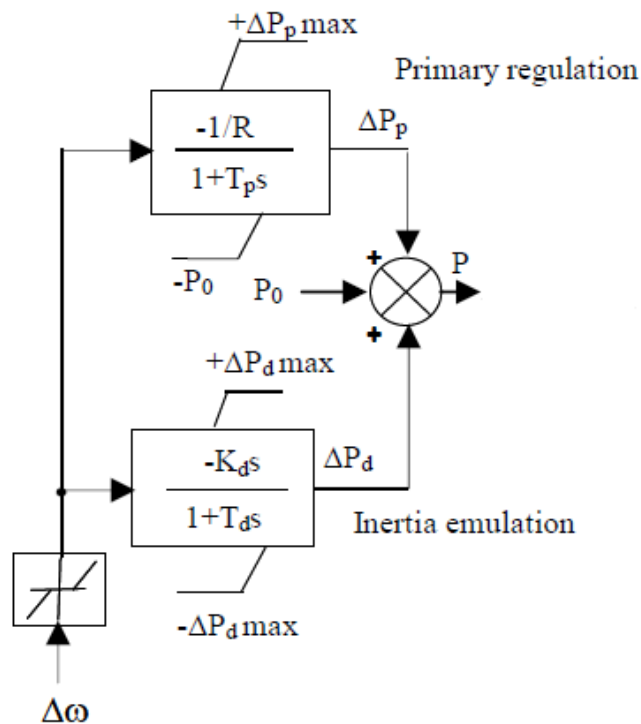


Figura 3.9: Diagrama em blocos do parque eólico [33]

A regulação primária de frequência é modelizada como um controlo *droop* inversamente proporcional entre a frequência e a potência ativa, onde R representa a taxa de variação da frequência com a potência ativa, tendo sido considerado um valor idêntico ao dos geradores convencionais, e onde T_p representa a constante de tempo, que representa o atraso na ação de controlo. O bloco de regulação primária de frequência é ainda afetado por um limite superior e inferior, representando as reservas de potência disponíveis nas turbinas eólicas. Assim a turbina eólica não poderá estar a funcionar no seu ponto de extração máxima, de modo a se obter uma margem de reserva caso seja necessário aumentar a extração de potência perante uma diminuição da frequência da rede.

O bloco de emulação de inércia proporciona uma resposta rápida de potência ativa aquando da ocorrência de uma perturbação. Assim, o parque eólico modelizado será capaz de fornecer um incremento ou decréscimo de potência em função da derivada da frequência da rede AC do parque eólico. De igual forma à malha de regulação primária de frequência, é também introduzida uma função de transferência que representa um ligeiro atraso na sua resposta, uma vez que a sua ação não é instantânea. Como foi já explicado no caso da regulação primária de frequência, é introduzido um limite de potência para a sua resposta, correspondendo nomeadamente às reservas das turbinas eólicas.

3.5 Métodos de Controlo da Rede MTDC

A definição da operação dos conversores HVDC-VSC é crucial para a avaliação do comportamento da rede MTDC. No que toca ao conversor HVDC-VSC *offshore*, o seu modo de operação já foi explicado na secção 3.3.2.2.

Quanto ao conversor HVDC-VSC *onshore*, este irá operar numa base de *droop* potência/tensão DC, controlando assim a potência ativa injetada na rede AC continental em função da tensão nos terminais *onshore* da rede DC, de acordo com a seguinte equação:

$$P = P_n - k(V_n - V) \quad (3.19)$$

onde P e V representam os valores atuais de potência ativa injetada na rede AC continental e tensão no terminal *onshore* da rede DC respetivamente, P_n e V_n representam os valores nominais de potência ativa e tensão respetivamente, e k representa a taxa de variação da potência ativa com a tensão.

Como anteriormente foi explicado, foram desprezadas as respetivas perdas e harmónicos no conversor, assim como se considerou que este apenas faz a transmissão de potência ativa, sendo portanto a potência reativa por ele injetada igual a zero.

3.6 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os modelos adotados para diversos componentes da rede MTDC, assim como a modelização do parque eólico *offshore* e da rede continental.

As modelizações matemáticas apresentadas permitem representar os componentes para efeitos de simulação. Para a realização das simulações, foram construídos modelos em MatLab *Simulink*, construindo-se assim um único modelo que permitiu realizar o comportamento conjunto dos diferentes componentes.

Sobre o modelo construído, foram implementados controlos auxiliares com o objetivo de dotar a rede MTDC com controlo inercial e controlo primário de frequência., que serão analisados no capítulo seguinte.

Capítulo 4

Esquemas de Controlo de Frequência para a rede MTDC

4.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar esquemas de controlo avançados de modo a que redes MTDC (*Multi-Terminal Direct Current*) com produção eólica *offshore* sejam capazes de fornecer os serviços de suporte de regulação de frequência à rede AC (*Alternating Current*) conforme exigido pelos códigos da rede, indo portanto buscar potência adicional aos parques eólicos *offshore* e/ou a outras redes continentais.

4.2 Estratégias de Controlo de redes MTDC para fornecimento de Regulação Primária de Frequência

Como já foi referido anteriormente, a metodologia desenvolvida neste trabalho consiste num controlo em cascata através da adoção de controlos locais ao nível dos conversores HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current - Voltage Source Converter*), isto é, sem se recorrer a canais de comunicação. Assim sendo, a rede DC ir-se-á comportar como um canal de comunicação, transportando as variações de frequência da rede AC continental para a rede AC do parque eólico, através de variações de tensão da rede DC (*Direct Current*). Portanto, o conversor HVDC-VSC *onshore* é responsável por controlar a tensão DC nos seus terminais através de variações de frequência na rede AC continental, sendo as variações de tensão DC refletidas por toda a rede, enquanto que o conversor HVDC-VSC *offshore* vai ser responsável por controlar a frequência da rede AC do parque eólico proporcionalmente à tensão DC, como explicado na secção 3.3.2.

De modo a se obter o controlo enunciado, foram efetuadas algumas modificações ao nível dos conversores HVDC-VSC, sendo estas explicadas a seguir.

4.2.1 Conversor HVDC-VSC *Onshore*

Para o conversor HVDC-VSC *onshore* foram implementados dois novos controlos, um para a regulação primária de frequência e outro para a emulação de inércia, tendo sido estes adicionados ao controlo já existente no conversor *onshore*, dado pela equação 3.19.

Para o caso do método de controlo de regulação primária de frequência foi implementado um novo controlo em *droop*, de acordo com a equação 4.1. O objetivo deste novo controlo passa por dar uma resposta de potência ativa proporcional ao desvio de frequência, quando esta ultrapassa uma gama de valores predefinidos.

Consequentemente foram criados dois modos de operação. O primeiro consiste em quando as variações de frequência na rede AC continental se encontram dentro de uma gama de valores predefinidos, sendo a injeção de potência ativa governada pelo controlo anteriormente definido pela equação 3.19, consistindo este no modo normal de operação. O segundo modo de operação ocorre quando a frequência da rede ultrapassa a margem predefinida, havendo assim um desequilíbrio na relação entre a geração e carga. Quando ocorre esta situação é acionado o serviço regulação primária de frequência, que como resposta irá proceder a uma injeção suplementar de potência ativa na rede AC continental em função da variação da sua frequência. Este novo controlo pode ser visto como a introdução de um novo termo na equação 4.1, de acordo com:

$$P = P_0 - k(V_n - V) + P(f) \quad (4.1)$$

onde $P(f)$ se encontra representado na figura 4.1, consistindo na relação entre a frequência e potência ativa, P_0 representa a potência inicial injetada pelos parques eólicos *offshore*, V e V_n representam o valor atual e nominal de tensão da rede MTDC respetivamente, e k representa a taxa de variação da potência ativa com a tensão.

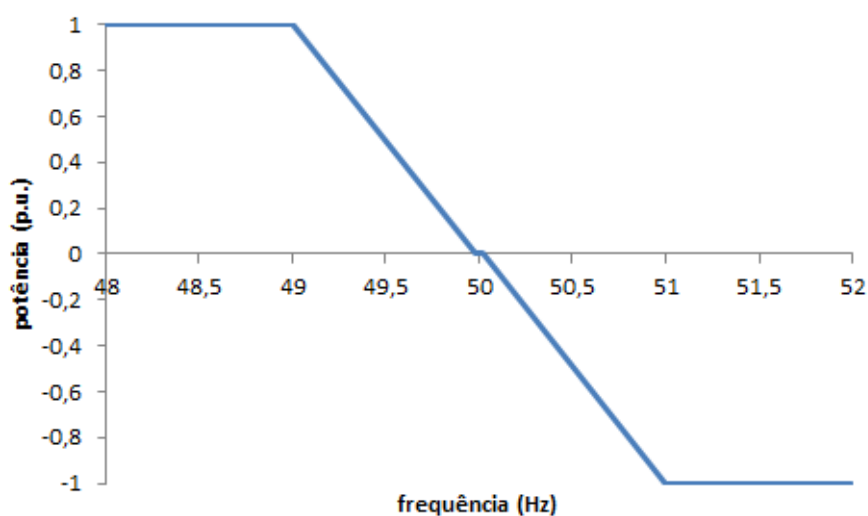


Figura 4.1: Relação entre frequência e potência ativa

Para a sua implementação no MatLab *Simulink* recorreu-se a um bloco já existente na sua livreria, de ser nome *1-D Lookup Table*. Consequentemente a introdução deste novo controlo irá afetar a tensão da rede DC, que irá variar de forma inversa à injeção de potência ativa na rede AC continental.

No que à emulação de inércia diz respeito foi implementado um novo controlo, traduzindo-se este num novo termo, P_i , acrescentado à equação 4.1, que é dado pela seguinte equação 4.2. Este controlo tem por objetivo dar uma resposta rápida de injeção de potência ativa nos instantes após uma perturbação de frequência. Este incremento de potência será inversamente proporcional à variação de frequência, isto é, ao valor da sua derivada.

$$P_i = k_i \times \frac{d}{dt}f \quad (4.2)$$

onde $\frac{d}{dt}f$ corresponde ao valor da derivada da frequência e k_i ao ganho a ela aplicado.

Estes novos controlos aplicados representam um aumento ou decréscimo na injeção de potência pela rede MTDC, tornando assim possível o auxílio entre redes AC continentais vizinhas.

4.2.2 Conversor HVDC-VSC *Offshore*

O método de dotar o conversor HVDC-VSC *offshore* com regulação de frequência consiste em controlar a frequência da rede AC do parque eólico *offshore* de acordo com a tensão da rede DC, transformando assim as flutuações de tensão em flutuações de frequência. Por sua vez, é assumido que os parques eólicos *offshore* têm uma margem de reserva (*de-load*) de modo a tornar possível que eles participem neste serviço. Assim, foi adicionado um novo controlo ao nível do conversor *offshore* de acordo com a seguinte equação:

$$f = f_n + k_f(V_{DC}^0 - V_{DC}) \quad (4.3)$$

onde f corresponde à frequência da rede AC *offshore*, f_n corresponde ao valor nominal da frequência, V_{DC} corresponde ao valor da tensão na rede DC, V_{DC}^0 corresponde ao valor nominal da tensão na rede DC e k_f corresponde à relação entre a tensão e a frequência.

Portanto, com a adoção deste esquema de controlo, a frequência da rede AC *offshore* vai ser controlada em função da tensão da rede DC, que por conseguinte irá ser controlada através da frequência da rede AC continental. Como os parques eólicos têm uma medida local de frequência, variando a frequência ao nível do conversor *offshore* irá afetar os parques eólicos, e assim permitir que estes forneçam controlo ao nível da injeção de potência ativa. Esta contribuição não irá ter um impacto imediato na frequência da rede AC *offshore* uma vez que esta depende das variações da tensão DC, no entanto irá ajudar a repor a frequência da rede AC continental num valor estável,

que por conseguinte irá diminuir as flutuações de tensão da rede DC, que consequentemente irá estabilizar a frequência da rede AC *offshore*.

4.3 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os métodos de controlo para as redes MTDC de modo a que estas sejam capazes de fornecer regulação primária de frequência e emulação de inércia, contribuindo dessa forma para a regulação de frequência das redes continentais, conforme solicitado pelos códigos de rede.

Para isso, foram implementados controlos locais ao nível dos conversores HVDC-VSC tanto *onshore* como *offshore* assim como nas turbinas eólicas *offshore*.

O controlo implementado irá transpor as variações de frequência da rede AC continental em variações de tensão da rede HVDC, que por sua vez irão ser traduzidas em variações de frequência da rede AC *offshore* do parque eólico, comportando-se a rede DC como um meio de comunicação.

Capítulo 5

Avaliação dos Resultados

5.1 Introdução

De seguida à apresentação das estratégias de controlo para o fornecimento de regulação primária de frequência e emulação de inércia por parte da rede HVDC (*High Voltage Direct Current*) Multi-Terminal serão avaliados os métodos propostos com o objetivo de estudar o comportamento da mesma. Deste modo, neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações para o caso de ocorrer uma perturbação de frequência numa das redes AC continentais a ela ligadas.

5.2 Caso de Estudo

Com o objetivo de ser possível avaliar os métodos de controlo implementados foi criada uma rede de teste, como mostrado na figura 5.1. A rede consiste em duas áreas diferentes de geração *offshore* interligadas a duas áreas continentais distintas através de uma rede MTDC (*Multi-Terminal Direct Current*), tendo sido simulada através do programa MatLab *Simulink*. De salientar que para a modelização dos sistemas AC (*Alternating Current*) continentais recorreu-se a uma adaptação de um modelo apresentado por [30], como mostrado na figura 5.2.

Cada parque eólico *offshore* foi simulado como um único gerador estando nas condições iniciais a produzir 400 MW cada, no entanto considera-se que tem disponível uma margem de reserva de 10%. Assim, foi considerado que cada área continental recebe cerca de 400 MW da rede MTDC.

As simulações foram efetuadas de modo a se avaliar a regulação de frequência por parte da rede MTDC quando ocorre um abaixamento de frequência na rede continental #2. Para isso, foi introduzido um aumento de carga na respetiva rede de 400 MW. Com a introdução da carga adicional pretende-se avaliar o comportamento da frequência da rede continental em conjunto com a resposta rede MTDC à variação de frequência.

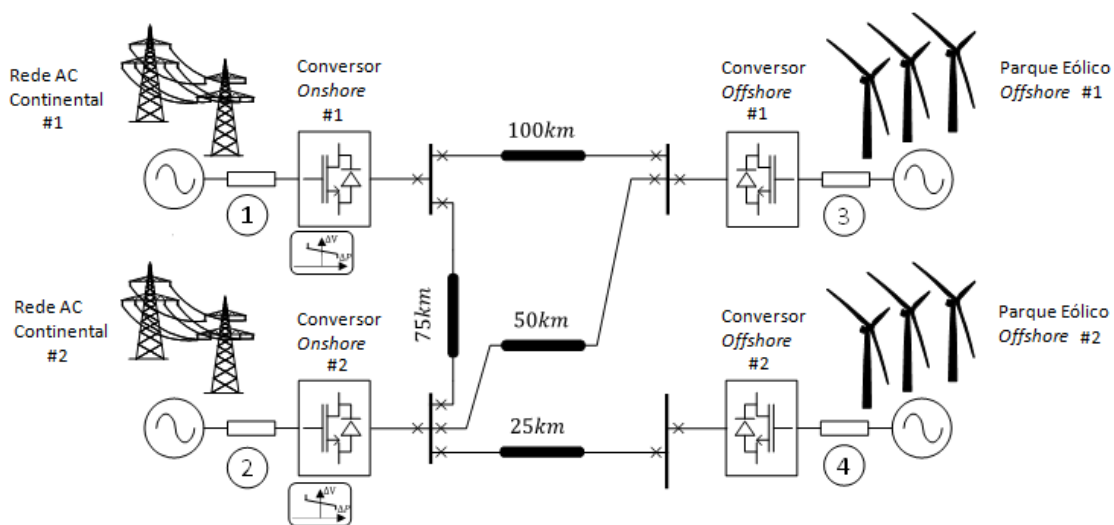


Figura 5.1: Esquema da rede teste

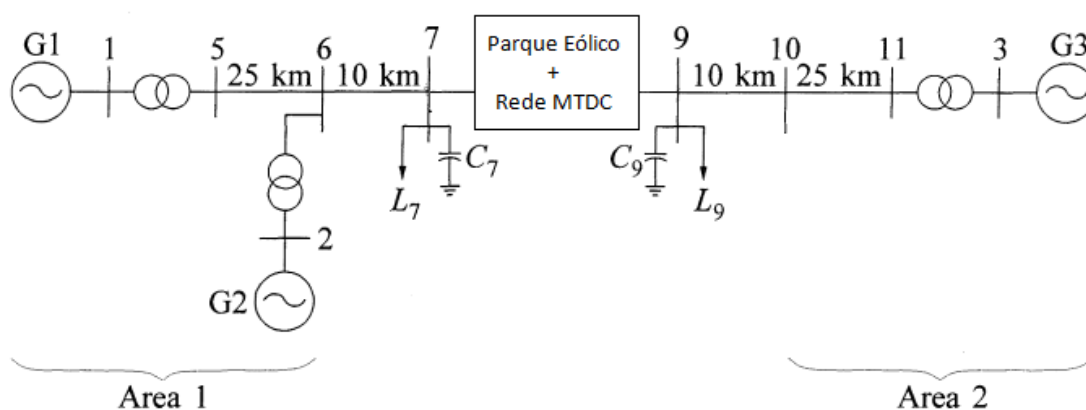


Figura 5.2: Esquema da rede AC continental (adaptado de [30])

5.3 Comportamento da Rede MTDC relativamente a Perturbações de Frequência na Rede AC Continental

Nesta secção é feita uma análise comparativa relativamente ao comportamento da rede MTDC para antes e depois da inclusão dos esquemas de controlo propostos. Para isso foram considerados os casos presentes no diagrama da figura 5.3.

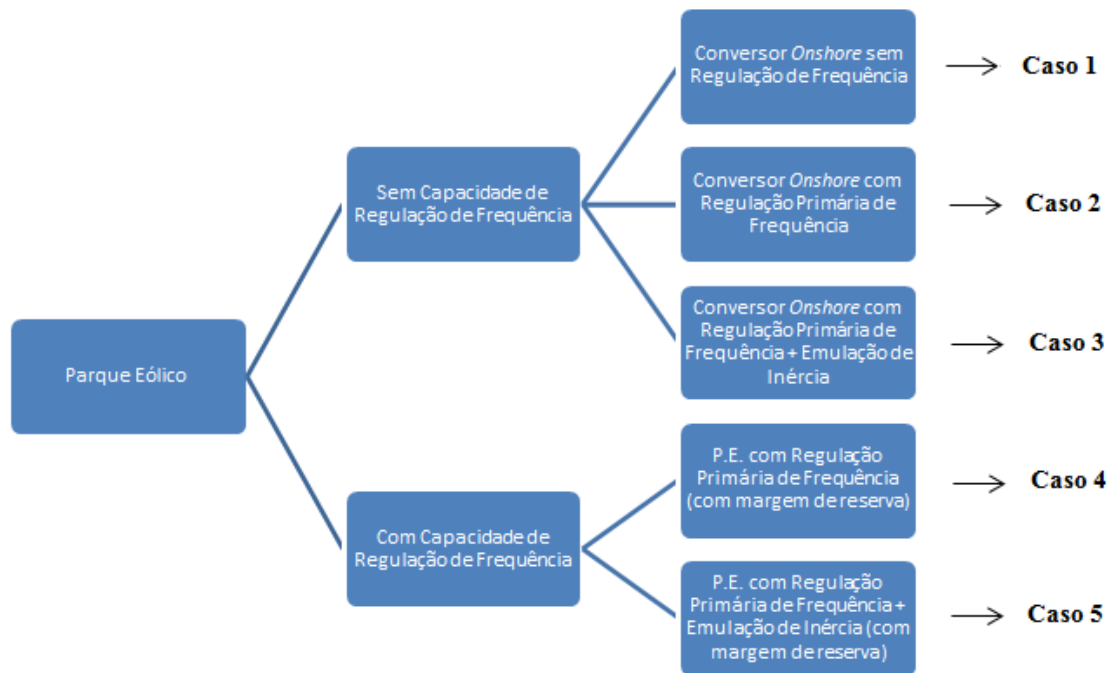


Figura 5.3: Diagrama referente aos casos considerados para a avaliação dos métodos de controlo de frequência

De notar que para os casos 4 e 5 é considerado que o conversor *onshore* é dotado de regulação primária de frequência e emulação de inércia. Deste modo, foram feitas cinco análises comparativas:

1. Comparação entre o caso 1 e o caso 2;
2. Análise referente à variação da sensibilidade no método de regulação primária de frequência referente ao caso 2;
3. Comparação entre o caso 2 e o caso 3;
4. Comparação entre o caso 3 e o caso 4;
5. Comparação entre o caso 4 e o caso 5.

Para isso foram realizadas simulações de 100 segundos, onde foi introduzido um aumento de carga na rede continental #2 correspondente a 400 MW aos 20 segundos da simulação. As análises efetuadas podem ser divididas em dois grupos:

- Avaliação dos métodos de controlo ao nível do conversor *onshore*;
- Avaliação dos métodos de controlo ao nível do conversor *offshore*.

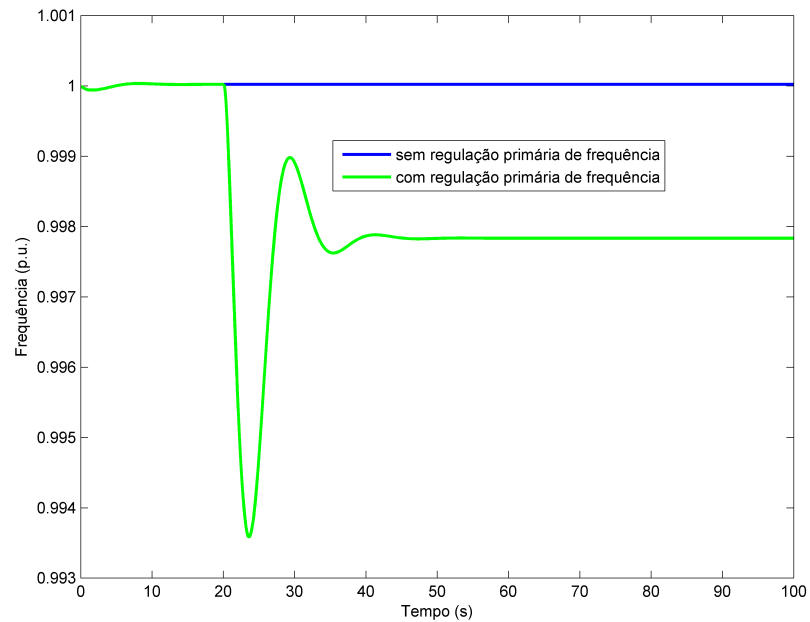
5.3.1 Avaliação dos métodos de controlo ao nível do conversor *onshore*

Nesta secção pretende-se avaliar os efeitos dos métodos de controlo apresentados na secção 4.2.1, nomeadamente os controlos por regulação primária de frequência e emulação de inércia ao nível do conversor *onshore*. Deste modo, os parques eólicos foram modelizados como estando a injetar uma potência constante de 400 MW cada, não tendo sido implementado para já o esquema da figura 3.9. Deste modo são aqui apresentadas as análises 1, 2 e 3.

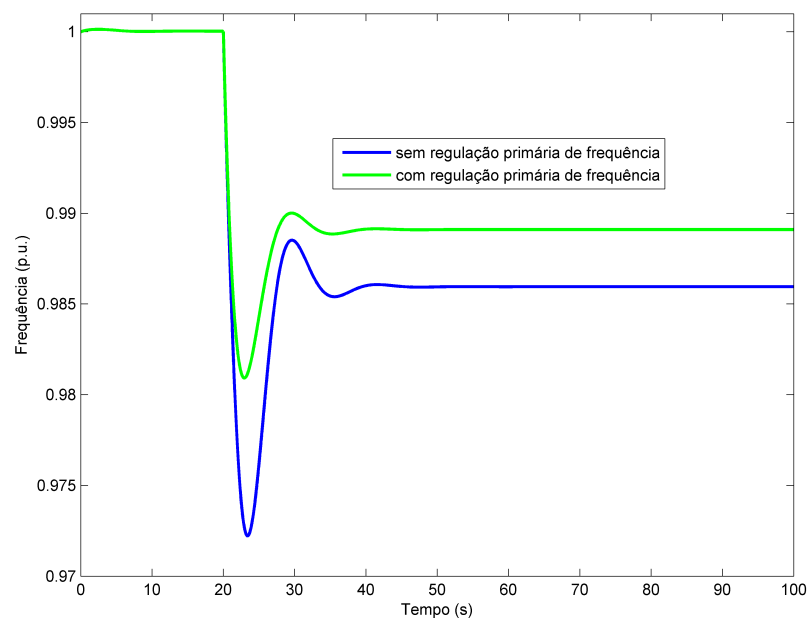
5.3.1.1 Análise 1 - Avaliação do Comportamento da Rede MTDC face à Regulação Primária de Frequência ao nível do Conversor *onshore*

Os resultados das simulações efetuadas para avaliar o método de controlo primário de frequência para o conversor *onshore* encontram-se esquematizados nas figuras 5.4, 5.5 e 5.6. Assim, foram feitas duas simulações distintas onde foi comparado o caso em que a rede MTDC possui apenas controlo de regulação primária de frequência ao nível do conversor *onshore* com o caso em que não qualquer tipo de controlo.

Com efeito, no que toca à frequência das redes continentais (figura 5.4) é notável que sem a inclusão de controlo primário de frequência os distúrbios de frequência apenas existem na rede continental onde ocorre a perturbação. Isto deve-se ao facto das rede continentais se encontrarem desacopladas através da rede HVDC (*High Voltage Direct Current*), não sentindo as perturbações que ocorrem nas redes vizinhas. No entanto, verifica-se que com a inclusão do controlo primário de frequência, os valores de frequência da rede continental #2 melhoram significativamente (figura 5.4b). Por outro lado, como foi explicado, a frequência da rede continental #1 com a inclusão do controlo primário de frequência irá sentir a perturbação ocorrida na rede vizinha (figura 5.4a). Este abaixamento de frequência verificado na rede continental #1 após a inclusão do controlo primário de frequência deve-se ao facto da rede MTDC ir buscar potência à mesma, de forma a ajudar a rede continental #2, face ao aumento de carga. Assim, através da análise da figura 5.5 é possível verificar que sem a inclusão do controlo respetivo a rede MTDC fornece uma potência constante às duas redes, enquanto que com a inclusão do controlo ela passará a injetar menos potência na área #1 e consequentemente uma maior quantidade de potência na área #2. Do ponto de vista da tensão na rede MTDC, através da análise da figura 5.6 verifica-se que enquanto que no caso em que a rede MTDC não apresenta o controlo referido, a tensão nos terminais *onshore* da rede MTDC se mantêm constantes, como expectável, no caso em que se introduz o controlo a tensão desce no momento em que ocorre a perturbação na rede continental (na figura apenas se encontra representada a tensão num dos terminais *onshore* da rede MTDC uma vez que os seus valores são idênticos). Isto deve-se ao facto do controlo primário de frequência fazer depender os valores de tensão da rede MTDC com os valores de frequência nas redes continentais.

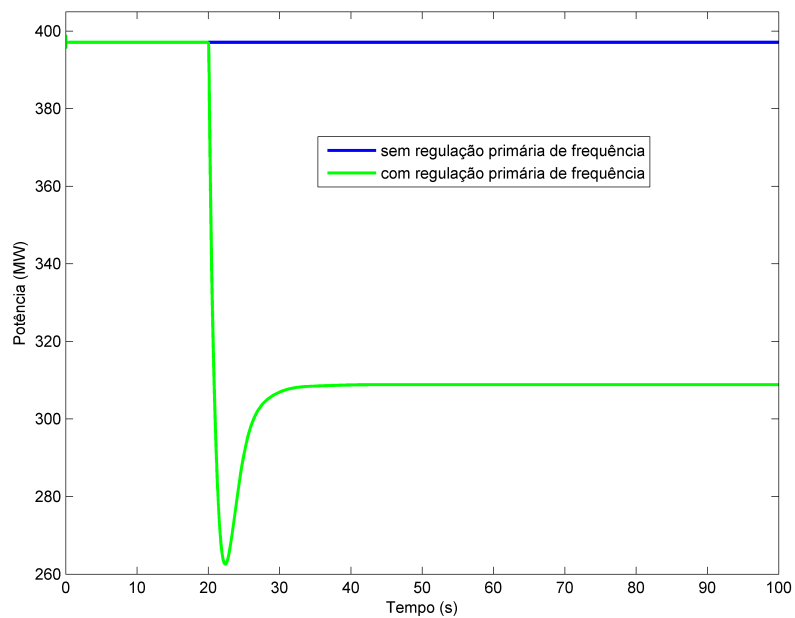


(a) Rede continental #1

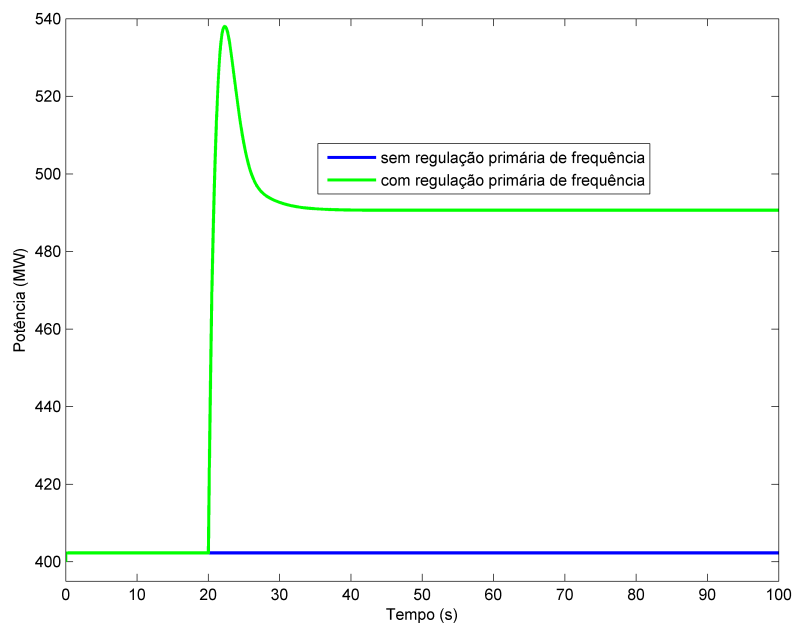


(b) Rede continental #2

Figura 5.4: Frequência das redes continentais - análise 1



(a) Potência injetada na rede continental #1



(b) Potência injetada na rede continental #2

Figura 5.5: Potência injetada pela rede MTDC nas redes continentais - análise 1

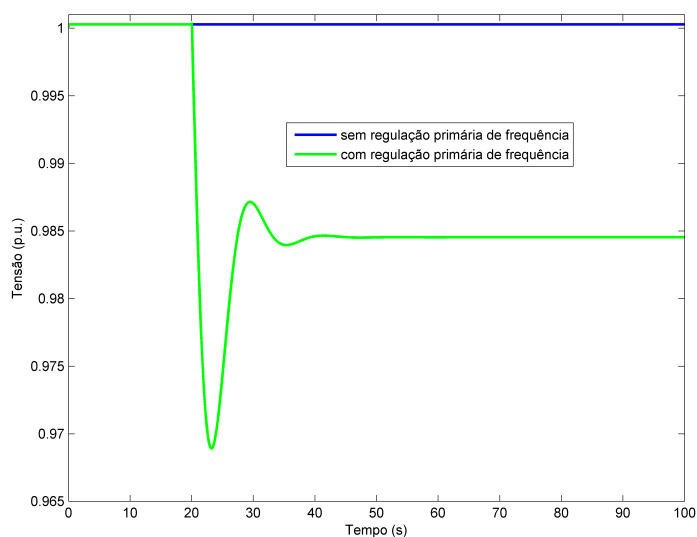


Figura 5.6: Tensão no terminal *onshore* #2 da rede MTDC - análise 1

5.3.1.2 Análise 2 - Avaliação do Comportamento da Rede MTDC para diferentes relações Frequência-Potência Ativa ao nível do Conversor *onshore*

Adicionalmente, para o caso onde apenas se considera a regulação primária de frequência ao nível do conversor *onshore* foram feitas três análises distintas relativamente à relação entre a frequência e potência ativa (representada pela curva da figura 4.1), de acordo com a figura 5.7. De notar que foi deixada uma margem para as oscilações de frequência, de 48,98 a 50,02 Hz respetivamente, onde o controlo *droop* não irá atuar.

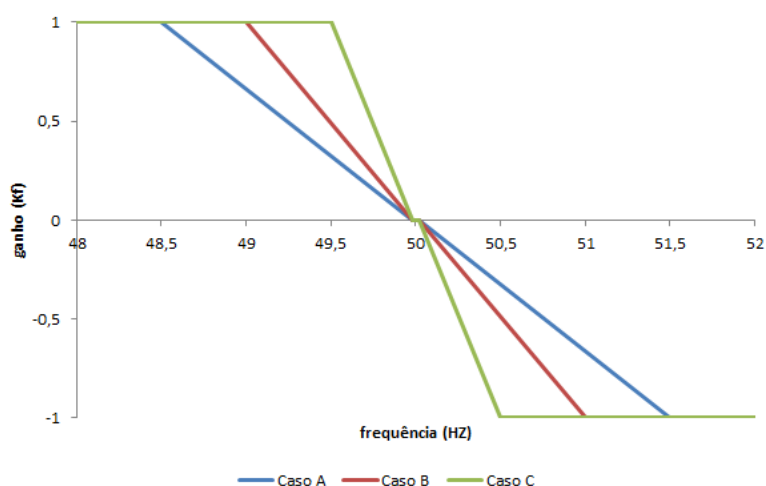


Figura 5.7: Análises efetuadas em relação ao *droop* frequência-potência ativa no conversor *onshore*

Deste modo, através da análise das figuras 5.8, 5.9 e 5.10 é possível verificar que de uma maneira geral quanto mais inclinada for a curva frequência-potência ativa, ou seja, quanto mais vertical for a curva, maior será o suporte em termos de potência ativa oferecido pela rede MTDC à rede continental #2, e consequentemente menor será a sua queda de frequência no período após a perturbação. Em contrapartida, do ponto de vista da rede continental #1, quanto mais inclinada for a curva maior será a quantidade de potência ativa oferecida à rede continental #2, e em consequência maior será a sua queda de frequência após a ocorrência da perturbação na rede vizinha. Por outro lado, quanto mais inclinada for a curva frequência-potência ativa maior será a queda de tensão nos terminais da rede *onshore* aquando da perturbação na rede continental (na figura 5.10 apenas se encontra representada a tensão num dos terminais *onshore* da rede MTDC uma vez que os seus valores são idênticos).

Para as simulações efetuadas em que se considera controlo de regulação primária de frequência ao nível do conversor *onshore*, incluindo as simulações efetuadas na análise anterior, é considerado que este apresenta uma curva de frequência-potência ativa correspondente ao ganho B da figura 5.7.

5.3.1.3 Análise 3 - Avaliação do Comportamento da Rede MTDC face à Emulação de Inércia ao nível do Conversor *onshore*

Com o objetivo de avaliar o controlo por emulação de inércia ao nível do conversor *onshore*, foi comparada a situação em que o conversor apenas apresenta regulação primária de frequência com três situações correspondentes a três ganhos de inércia, K_i (equação 4.2), diferentes:

Caso A - Ganho de 25;

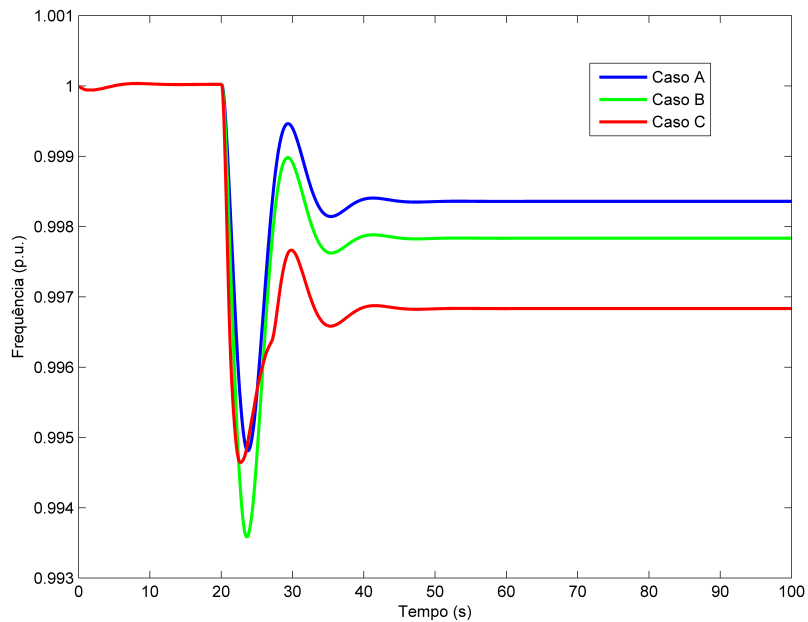
Caso B - Ganho de 50;

Caso C - Ganho de 75.

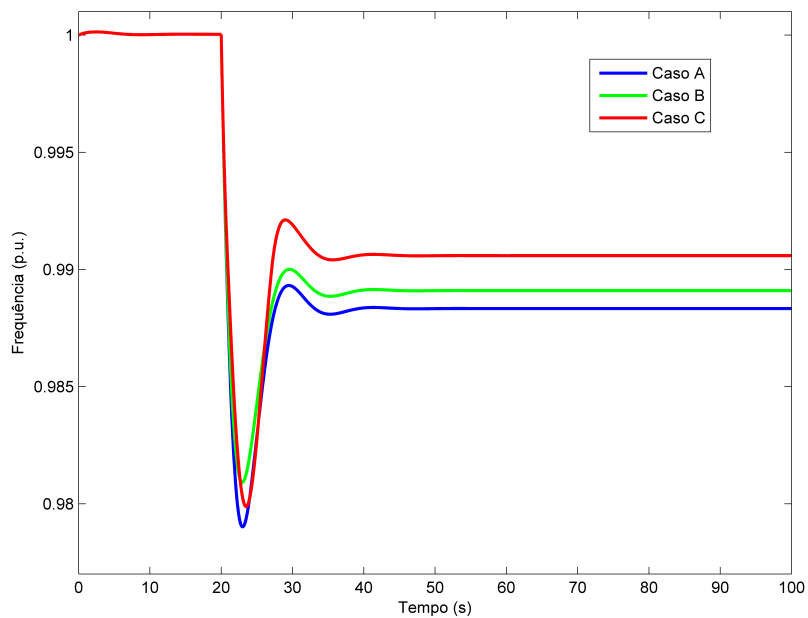
Como se verifica através da figura 5.11, o principal objetivo deste controlo passa por oferecer uma resposta rápida em termos de potência ativa logo após a ocorrência da perturbação na rede continental, por parte da rede MTDC, indo buscar essa potência extra aos seus condensadores, não permitindo que a frequência na área continental afetada apresente quedas tão bruscas 5.12. Como se verifica facilmente, quanto maior for o ganho de inércia maior será a injeção de potência ativa por parte da rede MTDC na área continental #2 nos momentos subsequentes à ocorrência da perturbação, e consequentemente, menor será a sua queda de frequência. Por outro lado, quanto maior for o ganho, maior será a queda de tensão nos terminais da rede MTDC após a ocorrência da perturbação na rede continental, como se verifica na figura 5.13 (apenas foi representada a tensão num dos terminais *onshore* da rede MTDC visto que os valores serem idênticos).

5.3.2 Avaliação dos métodos de controlo ao nível do conversor *offshore*

Nesta secção pretende-se avaliar os efeitos dos métodos de controlo apresentados na secção 4.2.2, tendo para isso sido implementado o modelo da figura 3.9 para os parques eólicos #1 e

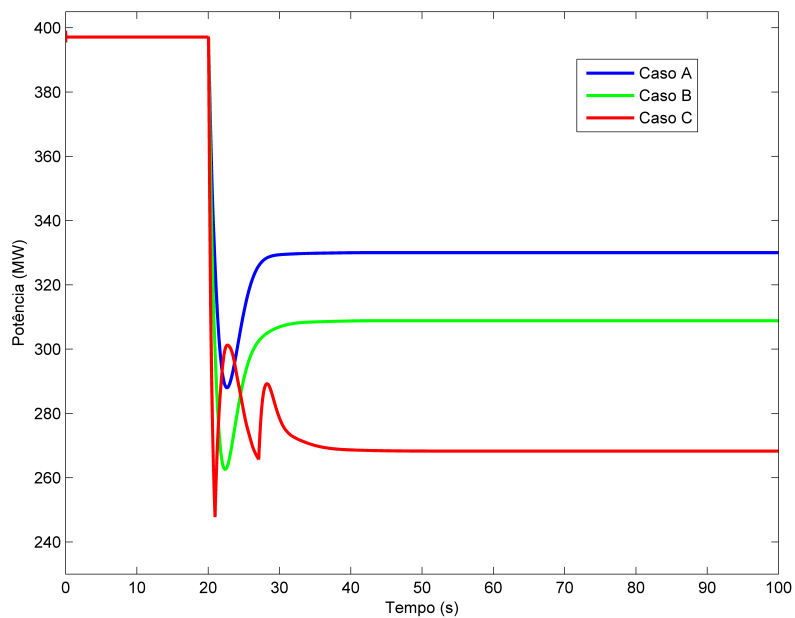


(a) Rede continental #1

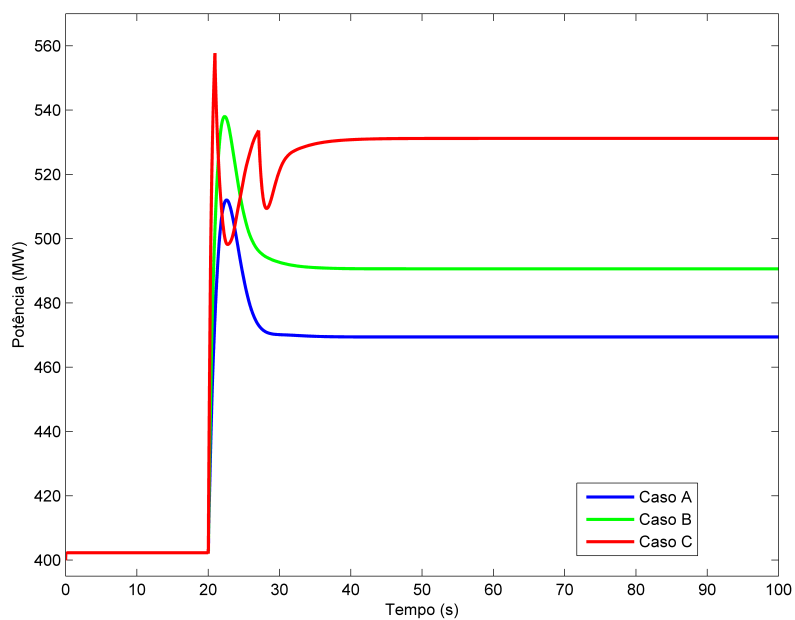


(b) Rede continental #2

Figura 5.8: Frequência das redes continentais - análise 2



(a) Potência injetada na rede continental #1



(b) Potência injetada na rede continental #2

Figura 5.9: Potência injetada pela rede MTDC nas redes continentais - análise 2

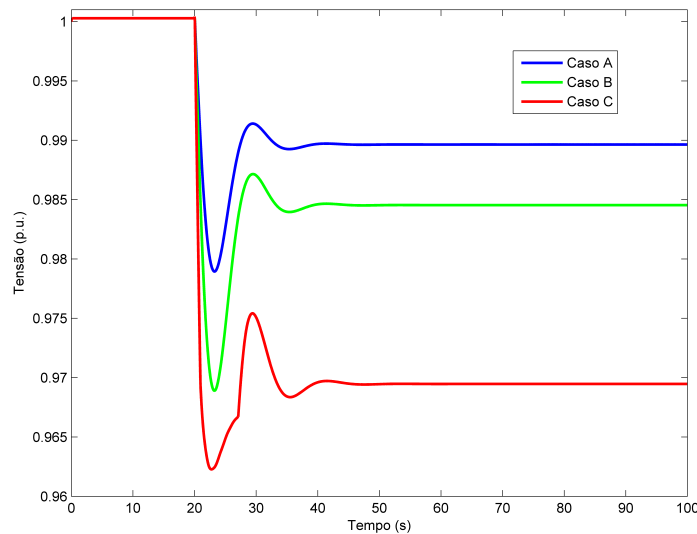


Figura 5.10: Tensão no terminal *onshore* #2 da rede MTDC - análise 2

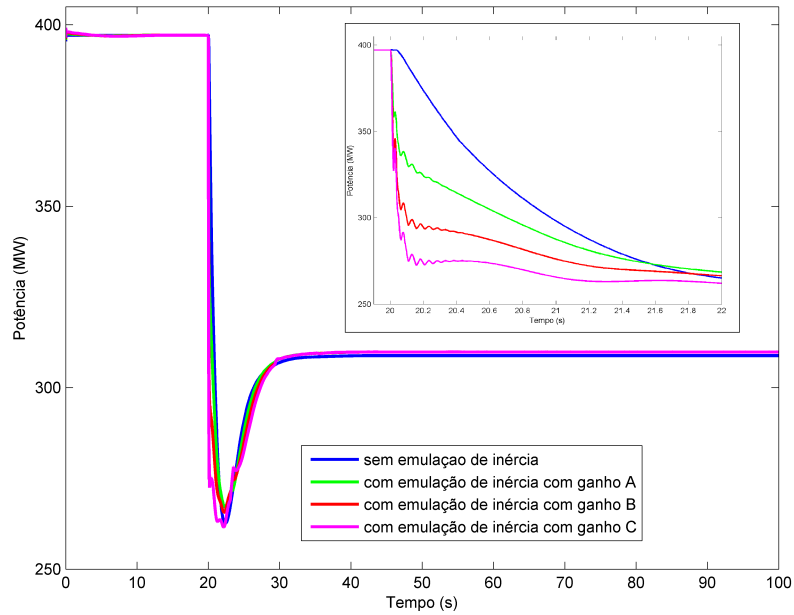
#2, deixando estes de estar modelizados como injetores de potência constante, considerando-se também que estes possuem uma margem de reserva de 10%.

Com efeito, para a realização das simulações considerou-se que o conversor *onshore* possuía regulação primária de frequência e emulação de inércia, considerando-se a curva do caso B e o ganho do caso B também, correspondentes às análises 2 e 3 respetivamente. Assim, são aqui apresentadas as análises 4 e 5.

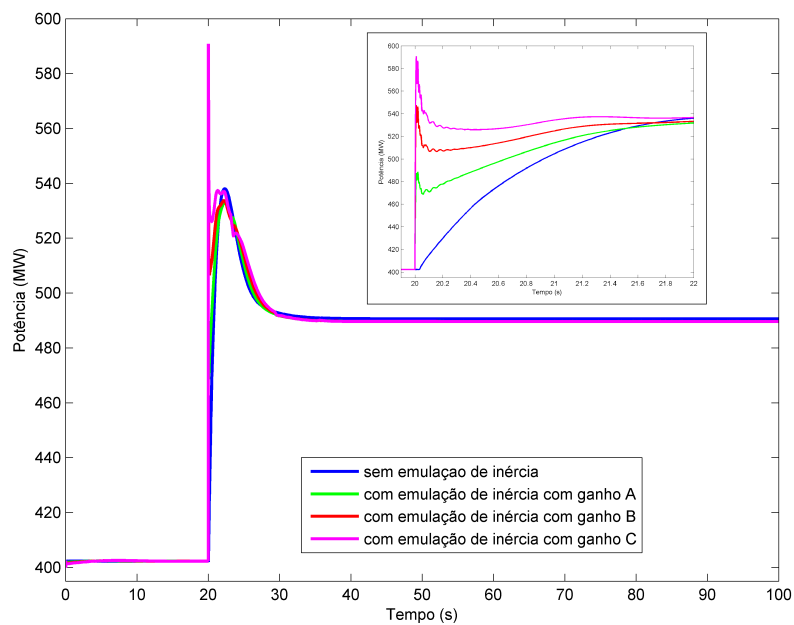
5.3.2.1 Análise 4 - Avaliação do Comportamento da Rede MTDC face à Regulação Primária de Frequência ao nível do Conversor *offshore*

Nesta análise foi feita a comparação entre o caso em que se consideram os parques eólicos como injetores fixos de potência com aquele em que é considerado o modelo da figura 3.9, não sendo porém para já considerada a malha correspondente à emulação de inércia. Para este último foram considerados dois casos, A e B, correspondentes a diferentes valores de estatismos, R , sendo o valor de A o dobro do valor de B.

Como é possível verificar através da análise da figura 5.14 a inclusão de regulação primária de frequência ao nível do conversor *offshore* irá permitir aos parques eólicos *offshore* que estes sejam capazes de aumentar a sua geração de potência ativa após a ocorrência de uma perturbação numa das redes continentais, sendo este aumento possível através das reservas de potência assumidas como explicado anteriormente (na figura apenas se encontra representado a potência gerada pelo o parque eólico #1 visto que a resposta é semelhante para os dois). Este facto irá permitir à rede MTDC injetar uma maior quantidade de potência nas redes continentais como se verifica nas figuras 5.16a e 5.16b e por conseguinte os valores de frequência das áreas continentais irão apresentar menores quedas (figuras 5.15a e 5.15b). Em adição, as tensões da rede MTDC irão

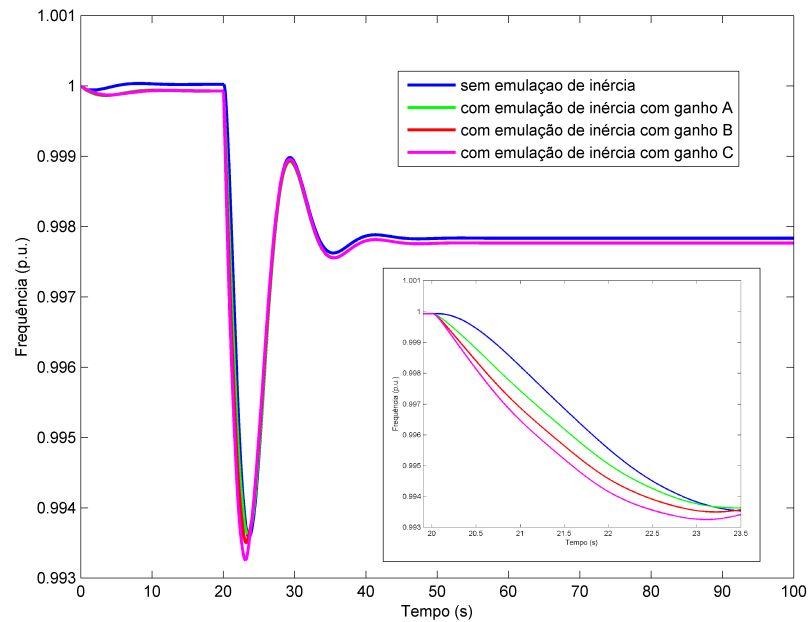


(a) Potência injetada na rede continental #1

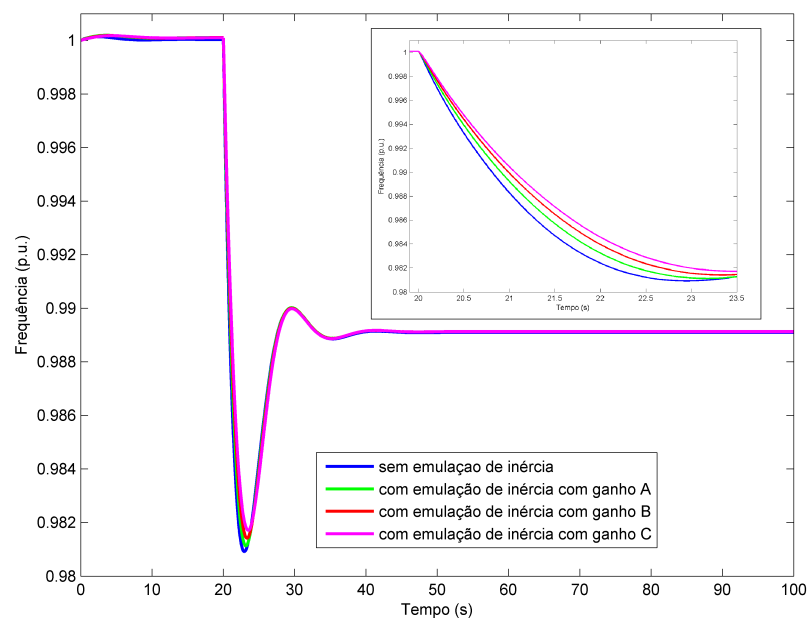


(b) Potência injetada na rede continental #2

Figura 5.11: Potência injetada pela rede MTDC nas redes continentais - análise 3



(a) Rede continental #1



(b) Rede continental #2

Figura 5.12: Frequência das redes continentais - análise 3

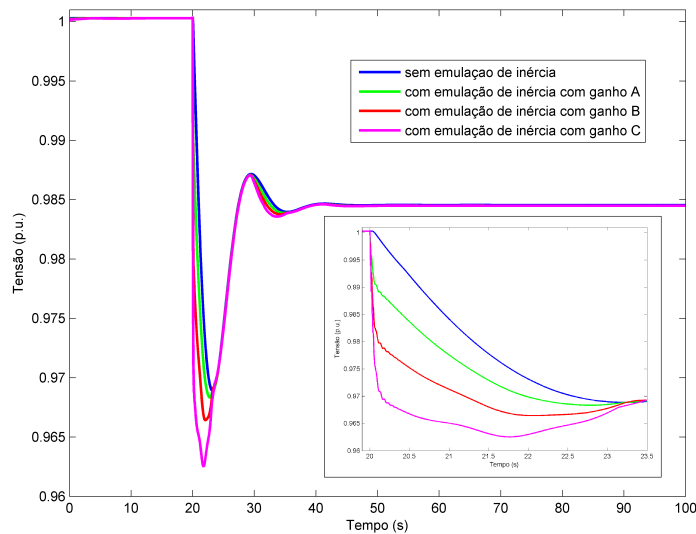


Figura 5.13: Tensão da rede MTDC no terminal #2 *onshore* - análise 3

apresentar também menores quedas quando é implementado controlo por regulação primária de frequência ao nível do conversor *offshore*, como é visível na figura 5.17 (apenas foi representada a tensão num dos terminais *onshore* da rede MTDC visto que os valores serão idênticos).

Através desta análise verifica-se que quanto menor for o valor de R maior será a injeção de potência ativa por parte das turbinas eólicas, e consequentemente maior será o auxílio por parte dos parques eólicos *offshore* às redes continentais.

5.3.2.2 Análise 5 - Avaliação do Comportamento da Rede MTDC face à Emulação de Inércia ao nível do Conversor *offshore*

De forma a se poder avaliar o efeito do controlo por emulação de inércia ao nível do parque eólico *offshore* foram comparadas três situações onde numa é considerado que o parque eólico é dotado apenas de controlo primário de frequência e duas outras em que é adicionado o controlo por emulação de inércia, com dois ganhos K_d diferentes (figura 3.9, respetivamente A e B, sendo o valor de B o dobro do valor de A. O valor de R , do controlo primário de frequência, considerado nestas simulações foi o caso B da análise anterior.

Assim, através da análise da figura 5.18 é possível constatar que com a adição de emulação de inércia ao nível dos parques eólicos *offshore*, estes irão dar uma resposta rápida de potência ativa no momento logo após à ocorrência da perturbação (apenas está representado um parque eólico na figura visto que o comportamento é semelhante para os dois). Em consequência, esse incremento de potência gerada pelo parque eólico logo após a ocorrência da perturbação será transmitido às redes continentais (a figura 5.19 apresenta a potência transmitida pela rede MTDC à rede continental #2). Adicionalmente é possível constatar através da análise das figuras 5.20 e 5.21 que os valores de frequência da rede continental e tensão nos terminais da rede MTDC

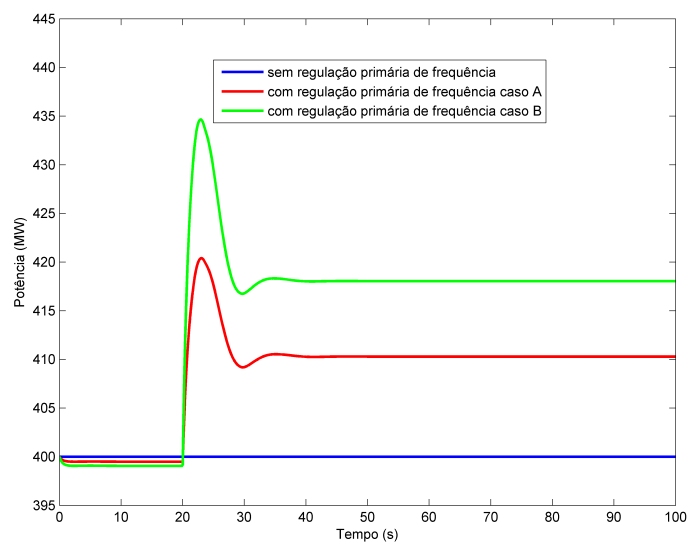
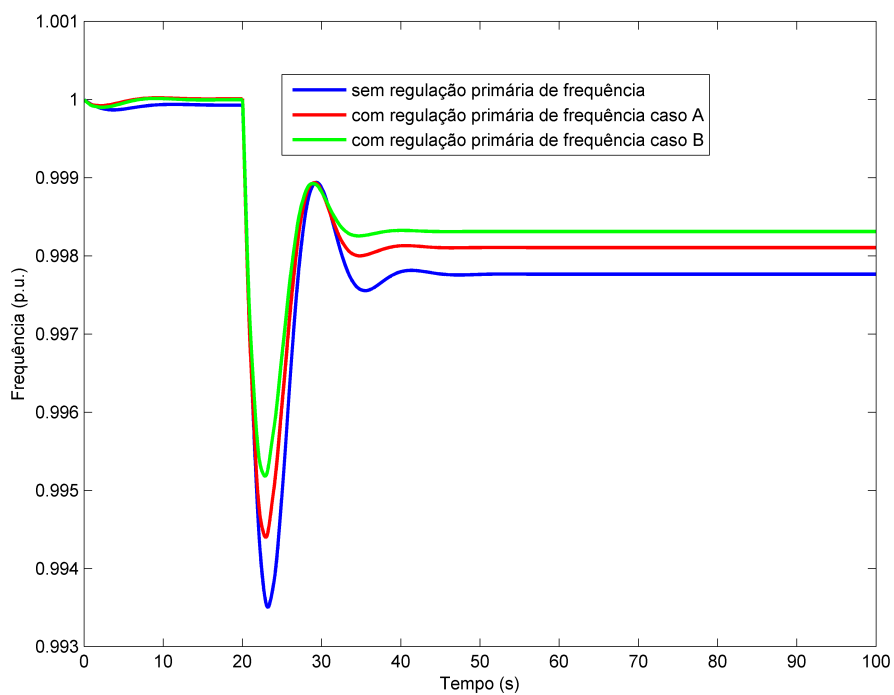


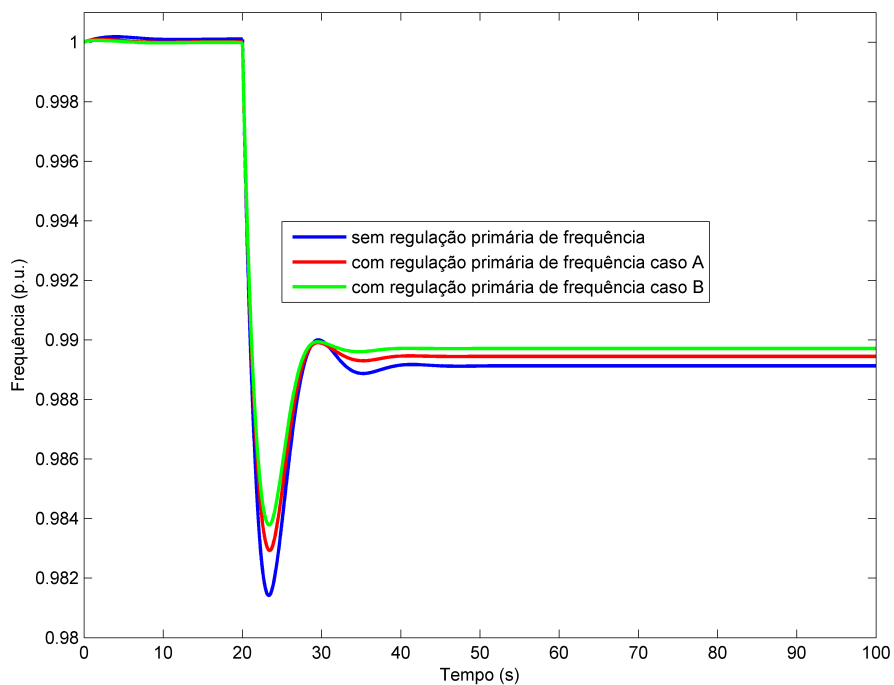
Figura 5.14: Potência injetada pelo parque eólico #1 - análise 4

irão melhorar ligeiramente (nas figuras referidas apenas é focado o caso da frequência da rede continental afetada pela perturbação e no terminal da rede MTDC que liga à mesma).

É possível concluir que quanto maior for o ganho de inércia maior será a resposta em termos de potência ativa dada nos momentos subsequentes à ocorrência da perturbação.

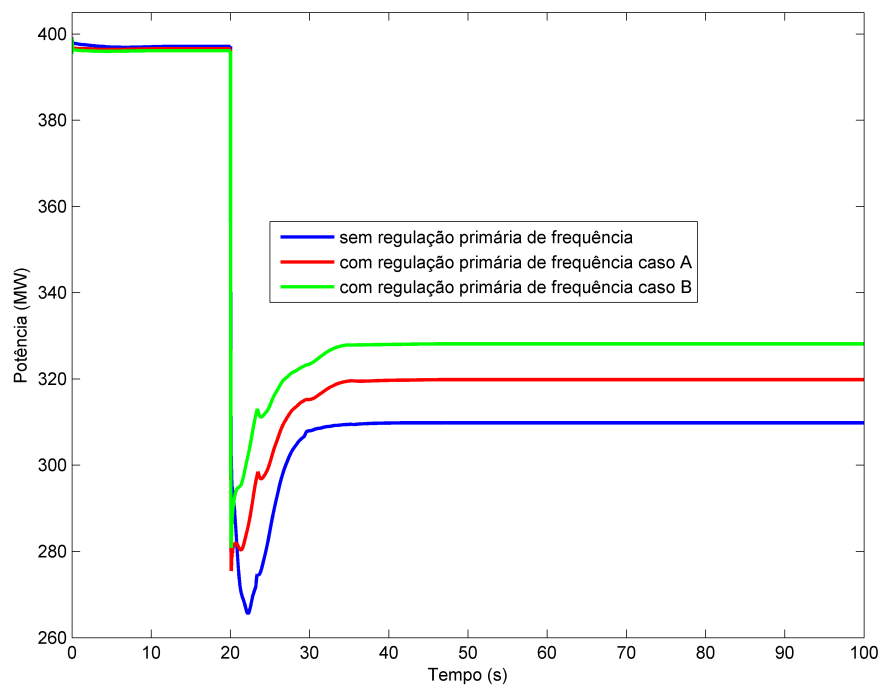


(a) Rede continental #1

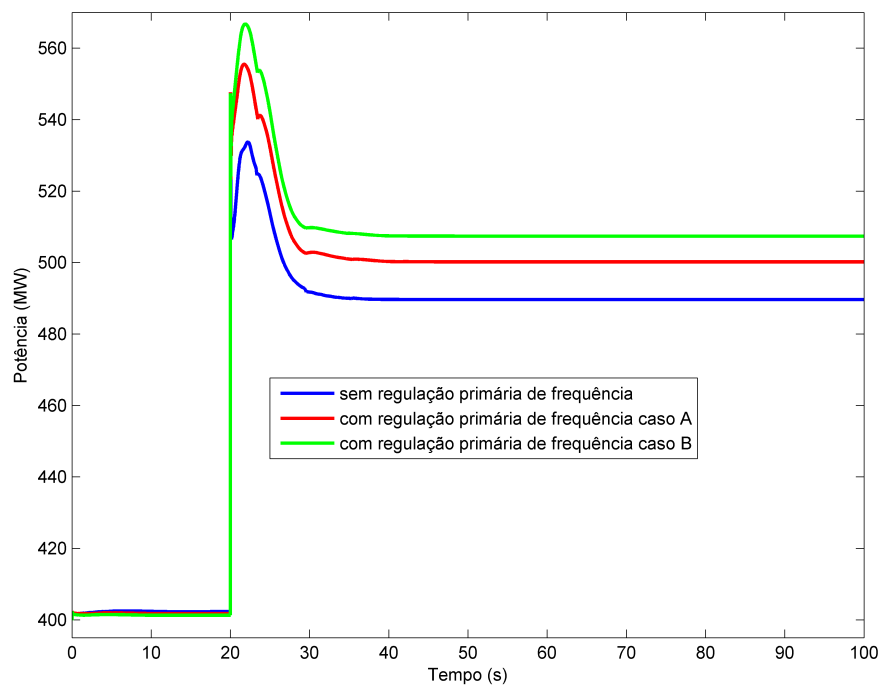


(b) Rede continental #2

Figura 5.15: Frequência das redes continentais - análise 4



(a) Potência injetada na rede continental #1



(b) Potência injetada na rede continental #2

Figura 5.16: Potência injetada nas redes continentais pela rede MTDC - análise 4

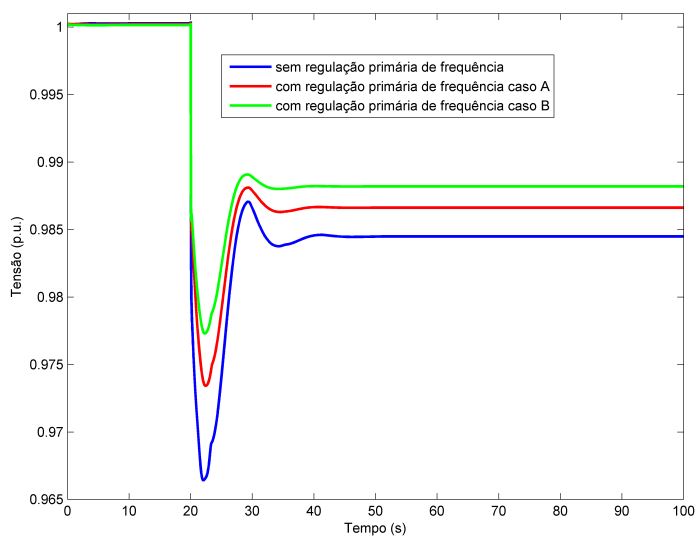


Figura 5.17: Tensão da rede MTDC no terminal #2 *onshore* para os casos A e B - análise 4

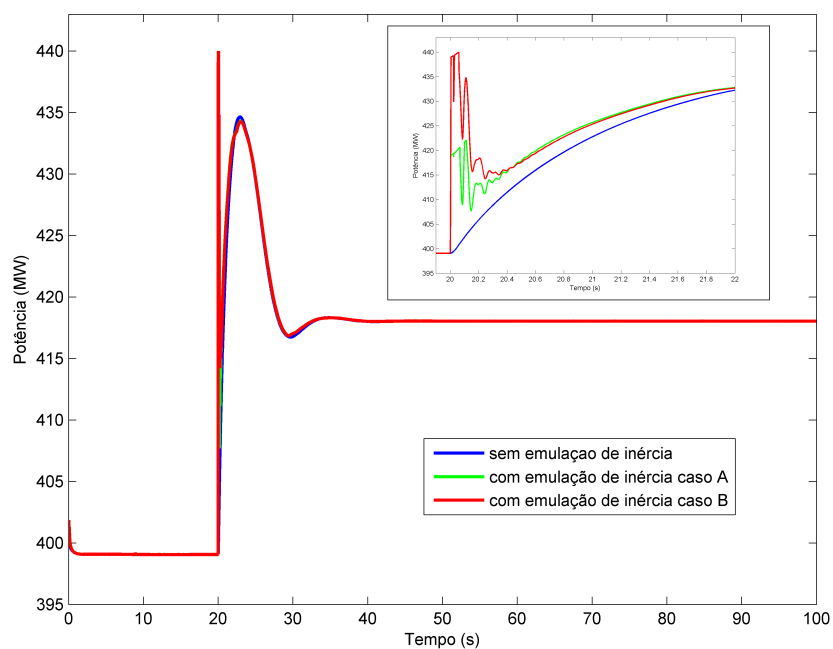


Figura 5.18: Potência injetada pelo parque eólico #1 - análise 5

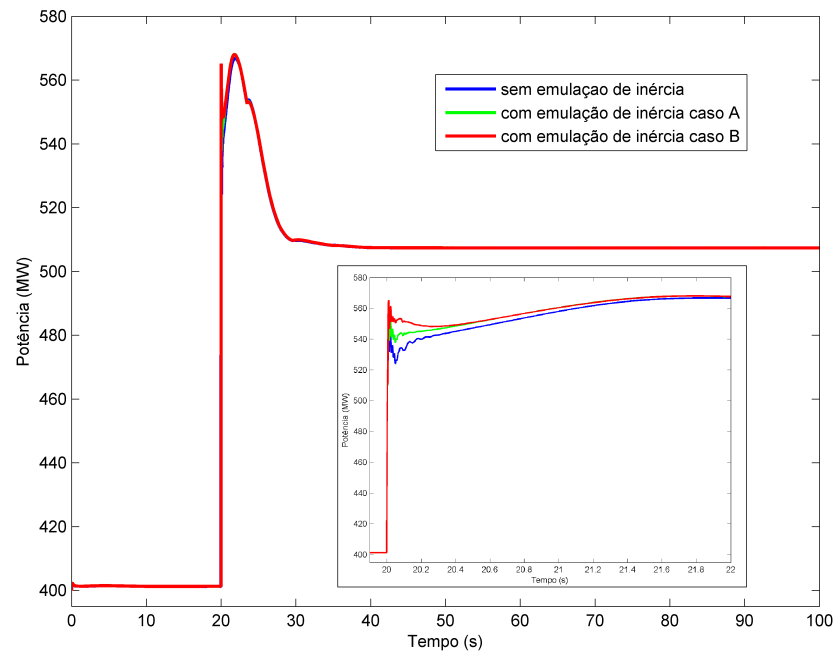


Figura 5.19: Potência injetada pela rede MTDC na área continental #2 - análise 5

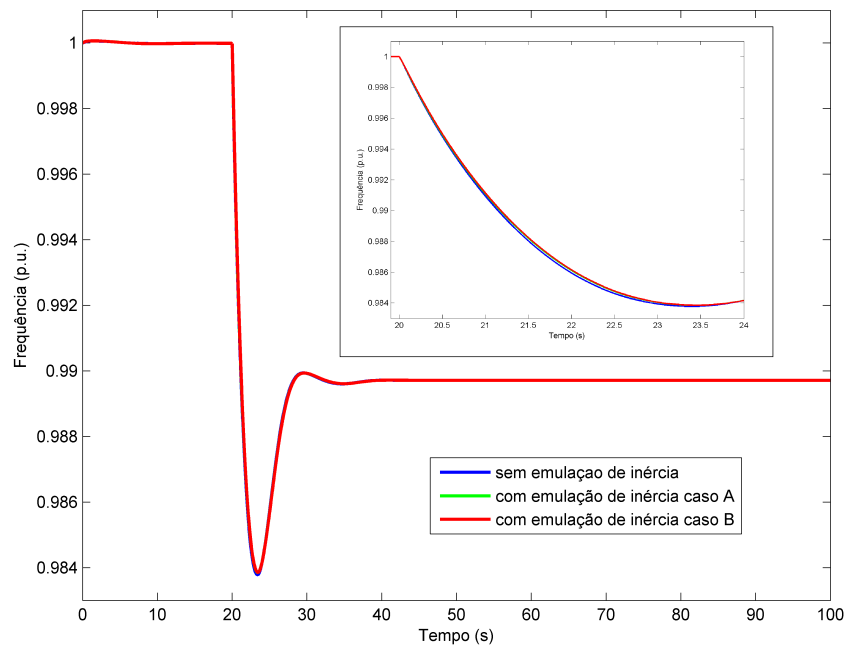


Figura 5.20: Frequência da rede continental #2 - análise 5

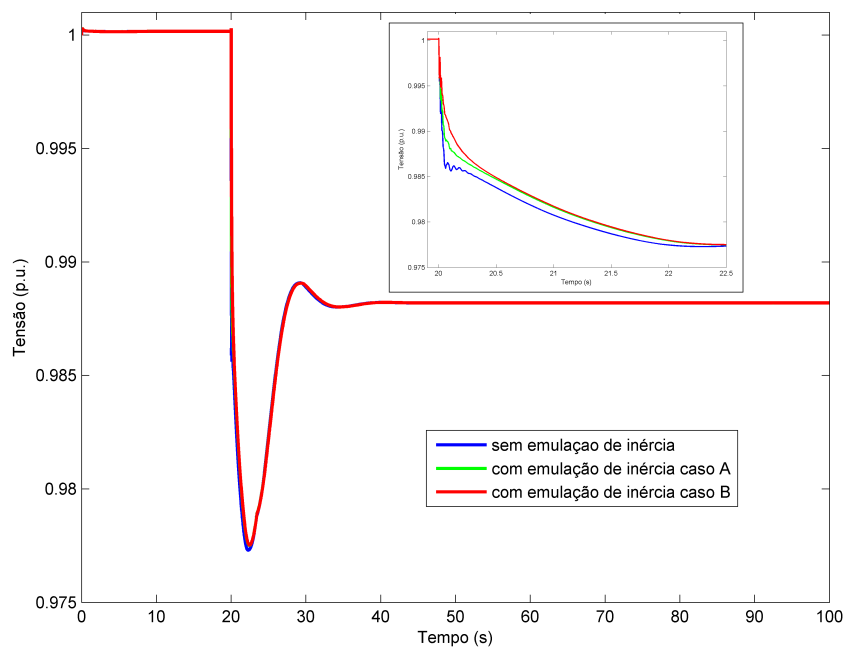


Figura 5.21: Tensão da rede MTDC no terminal #2 *onshore* - análise 5

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusões

Uma vez que atualmente a energia eólica é vista como o recurso renovável com mais interesse para a produção de energia elétrica, a implementação de parques eólicos *offshore* é vista como uma alternativa aos parques eólicos convencionais. Do ponto de vista técnico surge a necessidade de se adotar Corrente Contínua em Alta Tensão HVDC (HVDC - *High Voltage Direct Current*) associado aos conversores fonte de tensão (VSC - *Voltage Source Converters*). Adicionalmente, do ponto de vista da fiabilidade de flexibilidade de operação do sistema surgiu o conceito de redes Multi-Terminal em detrimento das ligações ponto-a-ponto.

Nas redes AC (*Alternating Current*) continentais a frequência do sistema é o indicador do equilíbrio entre o consumo e a geração, sendo indispensável que os geradores convencionais possuam malhas de controlo para a regulação da frequência do sistema em função da potência ativa injetada. De igual modo, dado o importante papel que é previsto as redes MTDC (*Multi-Terminal Direct Current*) terem no futuro, é expetável que de igual forma às centrais convencionais e aos parques eólicos *onshore* estas sejam capazes de fornecer os mesmo serviços.

Devido ao uso de conversores eletrônicos de potência na rede MTDC, esta irá desacoplar os parques eólicos *offshore* da rede AC continental. Com efeito, de modo a permitir que os parques eólicos *offshore* sejam capazes de contribuir para a regulação de frequência da rede continental é necessário fazer com que estes sintam as variações de frequência ocorridas na rede continental. Neste trabalho optou-se pela implementação de controladores locais ao nível dos conversores eletrônicos de potência, em detrimento do uso de canais de comunicação, implementando-se um controlo em cascata onde ao nível do conversor *onshore* as variações de frequência na rede continental foram transpostas proporcionalmente em variações de tensão na rede DC (*Direct Current*), e consequentemente o conversor *offshore* controlava as variações de tensão na rede MTDC proporcionalmente a variações de frequência na rede AC *offshore*. Adicionalmente, foram aplicadas malhas de controlo ao nível das turbinas eólicas de modo a que estas fossem capazes de participar na regulação de frequência. Para isso foi criada uma margem de reserva ao nível das turbinas

eólicas, de modo a que estas fossem capazes de aumentar a sua produção em caso de uma queda de frequência.

Deste modo, foram construídos modelos de simulação no MatLab *Simulink* sobre os quais foram implementados modelos de controlo primário de frequência e emulação de inércia. Foram assim feitas diversas simulações onde os modelos foram testados em separado. Concluiu-se assim que o controlo inercial apresenta a vantagem de atenuar a descida de frequência nos momentos subsequentes à ocorrência de uma perturbação, através de um incremento rápido na injeção de potência ativa num curto espaço de tempo. Por outro lado, a regulação primária de frequência permite limitar o desvio de frequência em relação ao seu valor nominal, através de um aumento de injeção de potência durante longos períodos de tempo.

Com o trabalho realizado no âmbito desta dissertação ficou demonstrado que a introdução de modelos de regulação de frequência na rede MTDC irá permitir o suporte entre redes AC continentais vizinhas, assim como permitir que os parques eólicos *offshore* auxiliem as redes continentais através da ação da sua margem de reserva, permitindo melhorias significativas nos valores de frequência de uma rede continental afetada por uma perturbação.

6.2 Perspetivas Futuras

O trabalho desenvolvido nesta dissertação permitiu comprovar que as redes MTDC com produção eólica *offshore* contribuísem para a regulação de frequência na rede AC continental. No entanto, como complemento ao trabalho aqui realizado seria interessante realizar algumas melhorias:

Uma vez que foi considerado um modelo simplificado para as turbinas eólicas *offshore* seria interessante substituir esse modelo por um mais detalhado.

Adicionalmente, seria interessante realizar uma avaliação detalhada da capacidade dos parques eólicos em proporcionarem uma reserva de potência.

De igual forma, seria interessante implementar modelos mais detalhados para os conversores eletrónicos de potência, em vez de estarem modelizados como simples injetores de potência.

Neste sentido, poder-se-ia avaliar uma eventual necessidade de sobre-dimensionamento dos conversores *onshore* de modo a ser possível que estes permitam os serviços de regulação de frequência.

Uma vez que neste trabalho apenas se estudou o comportamento da rede MTDC perante perturbações de frequência na rede AC continental, no futuro poderia-se realizar um trabalho semelhante de modo a avaliar o seu comportamento perante curto-circuitos.

Por outro lado, uma vez que neste trabalho foi desenvolvido um controlo inercial e de regulação primária de frequência para os conversores de potência e para os aerogeradores, poderia-se estudar a possibilidade de introduzir o controlo secundário de frequência.

Anexo A

Parâmetros da Rede MTDC

Este anexo tem por objetivo apresentar os parâmetros utilizados para os modelos construídos, apresentados no capítulo 3.

Os parâmetros utilizados para o gerador síncrono que modelizada a rede AC continental estão presentes na tabela A.1.

Tabela A.1:

Gerador Síncrono	
Potência Aparente (S)	900 MVA
Inércia (M)	Área 1 - 6.5 s
	Área 2 - 6.175 s
X_d	1.8 (p.u.)
X'_d	0.3 (p.u.)
X''_d	0.25 (p.u.)
X_q	1.7 (p.u.)
X'_q	0.55 (p.u.)
X''_q	0.25 (p.u.)

Adicionalmente, os parâmetros do regulador de velocidade encontram-se presentes na tabela A.2.

Tabela A.2:

Regulador de Velocidade	
Estatismo (R)	0.05 (Hz(p.u.)/MW(p.u.))
Constante de Tempo (T)	0.5 s

Os parâmetros da rede DC encontram-se presentes na tabela A.3.

Os parâmetros para os conversores HVDC encontram-se presentes na tabela A.4.

Tabela A.3:

Rede DC

Resistência (R)	0.01 Ω/km
Indutância (L)	1.4 mH/km
Capacitância (C)	0.3 $\mu F/km$
Bancos de Condensadores	Conversores <i>onshore</i> - 75 μF Conversores <i>offshore</i> - 40 μF

Tabela A.4:

Conversor *onshore*

Tensão Nominal	640 kV
<i>Droop</i> k_{pv}	0.05 (MW(p.u.)/V(p.u.))

Conversor *offshore*

Tensão Nominal	640 kV
<i>Droop</i> k_f	0.2 (Hz(p.u.)/V(p.u.))

Referências

- [1] European Commission. Analysis of options beyond 20% GHG emission reductions: Member State results. Relatório técnico, European Commission, 2012. URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/swd_2012_5_en.pdf.
- [2] K Bell, D Cirio, AM Denis, e L He. Economic and technical criteria for designing future off-shore HVDC grids. ...(*ISGT Europe*), 2010 ..., páginas 1–8, 2010. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5638958.
- [3] EREC. Share of Renewable Electricity. URL: <http://www.erec.org/statistics/res-e-share.html>.
- [4] EWEA. No. URL: <http://www.ewea.org/>.
- [5] N. Barberis Negra, J. Todorovic, e T. Ackermann. Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 76(11):916–927, Julho 2006. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779605002609>, doi:10.1016/j.epsr.2005.11.004.
- [6] Stijn Cole e Ronnie Belmans. Transmission of bulk power. *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, (September):19–24, 2009. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5268182.
- [7] Thomas Ackermann. *Wind power in power systems*. 2005. URL: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/0470012684.fmatter/summary>.
- [8] B. Silva, C. L. Moreira, L. Seca, Y. Phulpin, e J. a. Pecas Lopes. Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4):800–808, Outubro 2012. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6213587>, doi:10.1109/TSTE.2012.2199774.
- [9] L. Fried. Global wind statistics 2012. *Report, Global Wind Energy Council (GWEC), Brussels ...*, 2013. URL: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Global+Wind+Statistics#5http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Global+wind+statistics+2012#0>.
- [10] EWEA. Wind energy and research. (July):2008–2009, 2008.
- [11] O Ozdemir e KC Veum. The impact of large-scale renewable integration on Europe’s energy corridors. *PowerTech*, 2011 ..., páginas 1–8, 2011. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6019256.

- [12] B Silva. Multi-terminal HVDC grids: control strategies for ancillary services provision in interconnected transmission systems with offshore wind farms. (December), 2009. URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/72776>.
- [13] The European Wind Energy Association. *Powering Europe: Wind Energy and the Electrical Grid*. Número November. 2010. URL: <http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=o7KwAM5yN6oC&oi=fnd&pg=PA6&dq=Powering+Europe+:+wind+energy+and+the+electricity+grid&ots=A1NCQOU2UO&sig=qGV95LlW00XbtDoKkY00I7yliPE>.
- [14] ENTSO-E. Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators. Relatório técnico March, 2012. URL: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:ENTSO-E+Network+Code+for+Requirements+for+Grid+Connection+Applicable+to+all+Generators#0>.
- [15] F Blaabjerg e F Iov. Power electronics-key technology for renewable energy systems. ..., *Drive Systems and...*, páginas 445–466, 2011. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5742462.
- [16] MFMC Gomes. Controlo inercial em geradores eólicos equipados com máquina síncrona de velocidade variável. 2011. URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/61540>.
- [17] M Kayikci e JV Milanovic. Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances. *Power Systems, IEEE Transactions* ..., 24(2):859–867, 2009. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4808229.
- [18] GF Reed e HA Al Hassan. Comparison of HVAC and HVDC solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation. *Energytech, 2013* ..., 2013. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6645302.
- [19] Hualei Wang e MA Redfern. The advantages and disadvantages of using HVDC to interconnect AC networks. *Universities Power Engineering* ..., páginas 4–8, 2010. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5650015.
- [20] Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, Janaka Ekanayake, Rosemary King, e Nicholas Jenkins. Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, 81(2):271–281, Fevereiro 2011. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779610002166>, doi:10.1016/j.epsr.2010.09.006.
- [21] Jiebei Zhu e Campbell Booth. Future multi-terminal HVDC transmission systems using Voltage source converters. *Universities Power Engineering Conference* (..., páginas 1–6, 2010. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5649427.
- [22] R Blasco-Gimenez. LCC-HVDC connection of offshore wind farms with reduced filter banks. *Industrial Electronics* ..., 60(6):2372–2380, 2013. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6355657.
- [23] C Guo e Y Zhang. Analysis of dual-infeed hvdc with LCC–HVdc and VSC–HVdc. *Power Delivery, IEEE* ..., 27(3):1529–1537, 2012. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6180205.

- [24] RS Geetha, R Deekshit, e G Lal. Performance analysis of a voltage source converter HVDC system connected to an independent power generating station. *Power Electronics, Drives and ...*, 2012. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6484497.
- [25] GP Adam e SJ Finney. Transient capability assessments of HVDC voltage source converters. *Power and Energy ...*, 2012. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6184600.
- [26] FM Barbosa. Estabilidade de sistemas eléctricos de energia. *FEUP–Universidade do Porto Faculdade de ...*, 2007. URL: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:ESTABILIDADE+DE+SISTEMAS+ELÉCTRICOS+DE+ENERGIA#0>.
- [27] RG de Almeida. Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente. 2006. URL: <http://repositorio-aberto.up.pt/handle/10216/12745>.
- [28] Yannick Phulpin. Communication-Free Inertia and Frequency Control for Wind Generators Connected by an HVDC-Link. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):1136–1137, Maio 2012. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6107607>, doi:10.1109/TPWRS.2011.2175817.
- [29] Christian Feltes e Holger Wrede. Enhanced fault ride-through method for wind farms connected to the grid through VSC-based HVDC transmission. *Power Systems, IEEE ...*, 24(3):1537–1546, 2009. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5170211.
- [30] Mark G Kundur, Prabha and Balu, Neal J and Lauby. *Power System Stability and Control*. McGraw-hill New York, 1994.
- [31] Stijn Cole, Jef Beerten, e Ronnie Belmans. Generalized dynamic VSC MTDC model for power system stability studies. *Power Systems, IEEE ...*, 25(3):1655–1662, 2010. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5411929.
- [32] Jun Liang e Tianjun Jing. Operation and control of multiterminal HVDC transmission for offshore wind farms. *Power Delivery, ...*, 26(4):2596–2604, 2011. URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5887365.
- [33] F Rodríguez-Bobada e P Ledesma. Simplified wind generator model for transmission system operator planning studies. ... *Energynautics Workshop on ...*, páginas 1–8, 2008. URL: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Simplified+wind+generator+model+for+Transmission+System+Operator+planning+studies#0><http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Simplified+wind+generator+model+for+transmission+system+operator+planning+studies#0>.